



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y DISEÑO E
INSTALACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES BAJO
EL EFECTO DE DISTORSIÓN ARMÓNICA EN LA INDUSTRIA
DE PRODUCCIÓN DE CLORO**

Gerardo Antonio López Paiz

Asesorado por el Ing. Aldo Iván García Cruz

Guatemala, junio de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y DISEÑO E INSTALACIÓN
ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES BAJO EL EFECTO DE
DISTORSIÓN ARMÓNICA EN LA INDUSTRIA DE PRODUCCIÓN DE
CLORO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

GERARDO ANTONIO LÓPEZ PAIZ
ASESORADO POR EL ING. ALDO IVÁN GARCÍA CRUZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Hugo Leonel Ramírez
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADORA	Ing. Francisco Javier González
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Veliz García

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y DISEÑO E INSTALACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES BAJO EL EFECTO DE DISTORSIÓN ARMÓNICA EN LA INDUSTRIA DE PRODUCCIÓN DE CLORO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha agosto de 2009.


Gerardo Antonio López Paiz

Guatemala 04 de Agosto de 2010

INGENIERO
ROMEO NEFTALI LOPEZ
Coordinador de Área de Electrotecnia.
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
Faculta de Ingeniería.
USAC.

Señor Coordinador:

Cumpliendo con lo resuelto por la dirección de escuela, se procedió a la asesoría y revisión del trabajo de tesis titulado ***“CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA Y DISEÑO E INSTALACION OPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES BAJO EL EFECTO DE DISTORSION ARMONICA EN LA INDUSTRIA DE PRODUCCION DE CLORO “***, desarrollado por el estudiante universitario Gerardo Antonio López Paiz, previo a optar al título de Ingeniero Mecánico Electricista.

El trabajo presentado por el estudiante, ha sido desarrollado cumpliendo con los requisitos reglamentarios, consultando la bibliografía adecuada y siguiendo con las recomendaciones de la asesoría.

Por todo lo anteriormente expuesto tanto el autor como yo, nos hacemos responsables del contenido y conclusiones de dicho trabajo de tesis y en consecuencia por medio de la presente me permito APROBARLO para los tramites de graduación del autor.

Atentamente,



ALDO IVAN GARCIA CRUZ
Ingeniero Electrónico
Colegiado 9534
ASESOR



GUATEMALA 14 SEPTIEMBRE DEL 2010

FACULTAD DE INGENIERIA

SEÑOR DIRECTOR

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:

**“CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA Y DISEÑO E INSTALACION
ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES BAJO EL EFECTO DE DISTORSION
ARMONICA EN LA INDUSTRIA DE PRODUCCION DE CLORO “, del estudiante,
Gerardo Antonio Lopez Paiz, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

ING. ROMEO NEFTALI LOPEZ

Coordinador del Área de Electrotecnia



REF. EIME 49. 2010.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Gerardo Antonio López Paiz titulado: "CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y DISEÑO E INSTALACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES BAJO EL EFECTO DE DISTORSIÓN ARMÓNICA EN LA INDUSTRIA DE PRODUCCIÓN DE CLORO", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Fuente Romero



GUATEMALA, 22 DE NOVIEMBRE 2010.



DTG. 174.2011

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y DISEÑO E INSTALACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES BAJO EL EFECTO DE DISTORSIÓN ARMÓNICA EN LA INDUSTRIA DE PRODUCCIÓN DE CLORO**, presentado por el estudiante universitario **Gerardo Antonio López Paiz**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 3 de junio de 2011.

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por haberme dado la vida, inteligencia, sabiduría y paciencia para lograr esta meta.
Mis Padres	Silvia Patricia Paiz Cárcamo y Marco Antonio Lopez Paiz
Mis Hermanos	Luis Fernando y Alejandra
Mi Novia	Magda Elizabeth Morales Torres
Mi Tía	Alicia de Escobedo
Mi Familia	Con cariño y respeto

AGRADECIMIENTOS A:

Ing. Aldo Iván García Cruz

Por su asesoramiento en este trabajo de graduación.

Mis Compañeros de Estudio

Gracias por su amistad, en especial a: Antonio Arenas, Carlos Reyes, David Martínez y Jorge Espino.

Facultad de Ingeniería

Con admiración y respeto.

Universidad de San Carlos

Con admiración y respeto.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII

1. FACTOR DE POTENCIA, SU MEDICIÓN EN CIRCUITOS TRIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS Y LOS CONCEPTOS RELACIONADOS CON POTENCIA ACTIVA, REACTIVA, APARENTE

1.1. Potencia activa monofásica	3
1.2. Potencia activa en sistemas trifásicos equilibrados	4
1.3. Potencia activa en sistemas trifásicos desequilibrados	6
1.4. Potencia reactiva monofásica	7
1.5. Potencia reactiva en sistemas trifásicos equilibrados	7
1.6. Potencia reactiva en sistemas trifásicos desequilibrados	8
1.7. Potencia aparente monofásica	8
1.8. Potencia aparente en sistemas trifásicos equilibrados	9
1.9. Representación gráfica	9
1.9.1. Triángulo de potencia en sistemas trifásicos equilibrados	10
1.9.2. Triángulo de potencia en sistemas trifásicos desequilibrados	11
1.10. Medición de potencia	12
1.11. Medición de potencia activa	12

1.11.1.	Medición de potencia activa en una línea monofásica.....	12
1.11.2.	Medición de potencia activa en una línea trifásica en líneas tetrafilares.....	13
1.11.2.1.	Líneas tetrafilares.....	13
1.11.2.2.	Sistemas simétricos y desequilibrados.....	14
1.11.2.3.	Sistemas simétricos y equilibrados.....	16
1.11.2.4.	Líneas trifilares.....	17
1.11.2.5.	Medición de potencia con 3 vatímetros.....	17
1.11.2.6.	Medición de potencia con 2 vatímetros.....	21
1.12.	Medición de potencia reactiva.....	23
1.12.1.	Medición de potencia reactiva en sistemas monofásicos.....	23
1.12.1.1.	Método directo.....	23
1.12.1.2.	Varímetro (var).....	24
1.12.1.3.	Método indirecto.....	26
1.12.2.	Medición de potencia reactiva en sistemas trifásicos.....	27
1.12.2.1.	Sistema simétrico equilibrado mediante un vatímetro.....	27
1.12.2.2.	Sistema simétrico y desequilibrado mediante un vatímetro.....	28
1.12.2.3.	Método de los 3 vatímetros.....	29
1.12.3.	Medición de potencia reactiva trifásica mediante vatímetros.....	31
1.12.3.1.	Método de los 3 varímetros.....	31
1.12.3.2.	Método de los 2 varímetros.....	32
1.13.	Valor del coseno.....	33
1.14.	Medición del coseno.....	33
1.14.1.	Medición en circuitos de una sola fase.....	33
1.14.2.	Medición de un sistema trifásico simétrico y equilibrado.....	37

1.14.3.	Medición de un sistema trifásico simétrico y desequilibrado.....	39
1.15.	Problemas con factor de potencia bajo.....	40
1.15.1.	Diagrama de corriente.....	40
1.15.2.	Otros problemas.....	41
1.15.2.1.	Incrementos de las pérdidas por efecto joule.....	42
1.15.2.2.	Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución.....	42
1.15.2.3.	Aumento de la caída de tensión.....	42
1.15.2.4.	Incremento en la facturación eléctrica.....	43
1.15.3.	Pérdidas en cables.....	44
1.15.3.1.	Determinación de la corriente de fase.....	46
1.15.3.2.	Pérdidas térmicas.....	46
1.15.3.3.	Diferencia en consumo anual de energía.....	46
1.15.4.	Pérdidas en transformadores.....	47
1.15.4.1.	Pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga).....	47
1.15.4.2.	Pérdidas cuyo valor son prácticamente independientes de la carga del sistema (pérdidas en vacío).....	48
1.15.4.3.	Caída de voltaje en transformadores.....	49
1.15.5.	Caída de voltaje y capacidad máxima de conductores.....	51
1.15.6.	Potencia aparente útil en un transformador.....	52
1.16.	Costo de la energía.....	53
1.16.1.	Conociendo la energía reactiva.....	53
1.16.2.	Conociendo la potencia.....	54

2.	BANCO AUTOMÁTICO DE CAPACITORES	
2.1.	Principio de operación.....	55
2.2.	Banco auxiliares.....	57
2.3.	El regulador de var.....	57
2.3.1.	Medición del $\cos\phi$	58
2.3.2.	Ajuste del $\cos\phi$	59
2.3.3.	Ajuste de sensibilidad (c/k).....	60
2.3.4.	Control de pasos.....	63
2.3.5.	Secuencia de conexión.....	63
2.3.6.	Intervalos de conmutación.....	64
2.3.7.	Desconexión en voltaje cero.....	65
2.3.8.	Armónicas.....	65
3.	CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA	
3.1.	Principio de compensación.....	70
3.2.	Determinación del valor del capacitor.....	72
3.2.1.	Método simplificado.....	73
3.2.2.	Método basado en los datos del recibo de electricidad.....	74
3.2.3.	Método basado en cálculo de potencias.....	75
3.3.	problemas con motores.....	75
3.3.1.	Facto de potencia de motores asíncronos.....	75
3.3.2.	Compensación central.....	76
3.4.	Instalación de capacitores.....	77
3.4.1.	Compensación individual.....	78
3.4.2.	Compensación en grupo.....	78
3.4.3.	Compensación central.....	79
3.4.4.	Compensación combinada.....	80
3.4.5.	Localización de capacitores.....	81
3.4.6.	Aspectos a ser tomados en cuenta para la instalación y	

	operación de los capacitores	86
3.4.7.	Compensación de un motor individual.....	90
3.4.8.	Compensación de un transformador individual.....	92
3.4.9.	Compensación de la energía reactiva propia de un transformador.....	95
4.	APLICACIÓN DE CAPACITORES	
4.1.	Conexión de los bancos de capacitores.....	97
4.1.1.	Conexión estrella a tierra con neutro sólidamente Conectado a tierra.....	98
4.1.2.	Conexión estrella con neutro flotante.....	98
4.1.3.	Conexión delta.....	99
4.2.	Aplicación de capacitores para la corrección del factor de potencia.....	99
4.3.	Propósito de los capacitores de potencia en derivación.....	102
4.3.1.	Soporte de var.....	103
4.3.2.	Control de voltaje.....	103
4.3.3.	Incremento de la capacidad del sistema.....	104
4.4.	La distorsión del factor de potencia debida a las armónicas.....	106
4.5.	Mejoría en el voltaje por la aplicación de capacitores en redes eléctricas.....	109
5.	INDICADORES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA	
5.1.	Efectos de las armónicas.....	116
5.1.1.	Problemas de armónicas en sistemas de potencia.....	116
5.1.2.	Posibles soluciones.....	117
5.1.2.1.	Tomar en cuenta los efectos de las armónicas.....	117
5.2.	Distorsión armónica.....	120

5.2.1.	Factor de potencia.....	121
5.2.2.	Factor de cresta.....	121
5.2.3.	Valores de potencia y armónicos.....	122
5.2.3.1.	Potencia activa.....	122
5.2.3.2.	Potencia reactiva.....	122
5.2.3.3.	Distorsión de potencia.....	122
5.2.4.	Espectro armónico y distorsión armónica.....	122
5.2.5.	Distorsión armónica total (THD).....	124
5.2.6.	Utilidad de varios indicadores.....	126
5.3.	Solución para atenuar armónicas.....	127
5.3.1.	Soluciones básicas.....	127
5.3.1.1.	Posicionar las cargas no lineales cuesta arriba en el sistema.....	127
5.3.1.2.	Grupo de cargas no lineales.....	128
5.3.1.3.	Crear fuentes separadas.....	128
5.3.1.4.	Transformadores con conexiones especiales.....	129
5.3.1.5.	Instalación de reactores.....	130
5.3.2.	Filtrado de armónicas.....	130
5.3.2.1.	Filtros activos.....	130
5.3.2.2.	Filtros pasivos.....	131
5.3.2.3.	Filtros híbridos.....	132
5.3.3.	Métodos para solución.....	133
5.3.4.	Algunos productos.....	134
5.3.4.1.	Filtros pasivos.....	134
5.3.4.2.	Filtros activos.....	134

6.	DISEÑO Y CÁLCULO DEL BANCO DE CAPACITORES BAJO DISTORSIÓN ARMÓNICA EN LA INDUSTRIA DE PRODUCCIÓN DE CLORO	
6.1.	Características de los equipos en la instalación.....	135
6.1.1.	Valores nominales.....	135
6.1.2.	Diagrama unifilar.....	137
6.2.	Análisis teórico.....	138
6.2.1.	Cálculo de la potencia activa, reactiva y del factor de potencia mediante los parámetros nominales de los equipos.....	138
6.2.2.	Cálculo de pérdidas en los alimentadores con el factor de potencia inicial en el sistema (f.p.=0.82).....	140
6.2.3.	Cálculo de la caída de voltaje en los alimentadores con el factor de potencia inicial en el sistema (f.p.=0.82).....	144
6.2.4.	Cálculo de la corrección del factor de potencia para el valor del banco de capacitores.....	146
6.2.5.	Cálculo de pérdidas en los alimentadores con el factor de potencia inicial en el sistema (f.p.=0.95).....	147
6.2.6.	Cálculo de la caída de voltaje en los alimentadores con el factor de potencia inicial en el sistema (f.p.=0.95).....	148
6.2.7.	Cálculo del parámetro “distorsión total de armónicos THD”para el voltaje y corriente debido a cargas no lineales.....	149
6.2.8.	Cálculo aproximado de la facturación de energía.....	156
6.2.9.	Cálculo económico de ahorro.....	158
6.2.9.1.	Ahorro por reducción de pérdidas.....	158
6.2.9.2.	Ahorro mensual obtenido por evitar el pago de cargos por bajo factor de potencia.....	159

CONCLUSIONES.....	161
RECOMENDACIONES.....	163
BIBLIOGRAFÍA.....	165

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Factor de potencia en diferentes cargas	2
2.	Triángulo de potencias en sistemas trifásicos equilibrados.....	10
3.	Triángulo de potencias en sistemas trifásicos desequilibrados.....	11
4.	Medición de potencia activa monofásica.....	13
5.	Método de n-1 watímetro.....	13
6.	Método de blondell para sistemas simétricos y desequilibrados.....	14
7.	Diagrama de bloque para medir potencia mediante la utilización de una llave selectora y un watímetro.....	16
8.	Medición de potencia en circuitos simétricos equilibrados.....	17
9.	Medición de potencia con tres watímetros, Neutro artificial.....	18
10.	Método de un solo watímetro ubicando resistencias en las otras dos fases.....	21
11.	Método de los dos watímetros.....	21
12.	Ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje.....	23
13.	Circuito eléctrico del varímetro y diagrama fasorial.....	24
14.	Medición de potencia activa y reactiva.....	25
15.	Medición de potencia reactiva utilizando, un watímetro, amperímetro y un voltímetro.....	26
16.	Diagrama eléctrico y fasorial de un sistema simétrico y Equilibrado.....	27
17.	Diagrama eléctrico de conexión para medición de potencia mediante tres watímetros.....	29
18.	Diagrama fasorial.....	29

19. Esquema de conexión de tres vatímetros para medir potencia reactiva trifásica.....	31
20. Esquema de conexión de dos vatímetros para medir potencia reactiva trifásica.....	32
21. Medición del $\cos \phi$ en un circuito de una sola fase.....	34
22. Esquema de conexión y diagrama fasorial para medir el factor de potencia utilizando tres voltímetros.....	35
23. Esquema de conexión y diagrama fasorial para medir el factor de potencia utilizando tres amperímetros.....	36
24. Diagrama eléctrico de conexión.....	37
25. Valores del ángulo ϕ y la relación w_1 y w_2	38
26. Diagrama de un medidor de potencia reactiva.....	39
27. La corriente nominal es afectada por el $\cos \phi$	40
28. Pérdidas en cables.....	45
29. Pérdidas del sistema en función de la carga.....	47
30. Pérdidas en vacío en un transformador, en función de la tensión aplicada.....	49
31. Caída de voltaje en los transformadores.....	50
32. Diagrama esquemático de un banco automático de capacitores.....	56
33. Determinación del $\cos \phi$, método de integración.....	58
34. Conexión de los diferentes pasos.....	65
35. Compensación del factor de potencia.....	70
36. Compensación en un motor monofásico.....	71
37. Compensación en un motor trifásico.....	72
38. $\cos \phi$ de acuerdo a la carga.....	76
39. Diagrama de compensación individual.....	78
40. Diagrama de compensación en grupo.....	79
41. Diagrama de compensación central.....	80
42. Diagrama de compensación combinada.....	80

43. La compensación qc permite la ampliación s2 sin tener que cambiar el transformador.....	94
44. Esquema de conexión del banco de capacitores en conexión delta.....	99
45. Diagrama de potencias para corrección desde un factor de potencia $\cos \varphi_1$ a $\cos \varphi_2$	100
46. Efectos de agregar capacitores en derivación.....	103
47. Grafica de factor de potencia del sistema económico basado en la capacidad térmica usada por kvar.....	105
48. Triangulo de potencia.....	106
49. Factor de potencia de desplazamiento y de distorsión.....	108
50. Mejora del voltaje por instalación de capacitores.....	109
51. Filtro pasivo.....	118
52. Filtro activo.....	119
53. Filtro hibrido.....	120
54. Espectro armónico de una señal rectangular para un voltaje V (t).....	123
55. Variación del $\frac{PF}{\cos \varphi}$ En función del THD.....	125
56. Posicionamiento recomendado de las cargas no lineales.....	128
57. Conexión de grupos de cargas no lineales lo más lejanas posibles.....	128
58. Alimentación de cargas no lineales por medio de transformadores independientes.....	129
59. Conexión dyd para bloquear la propagación de la 5ta y 7ma armónica.....	129
60. Filtro activo.....	131
61. Filtro pasivo.....	132
62. Filtro hibrido.....	133
63. Diagrama unifilar.....	137
64. Triángulo de potencia de la instalación industrial.....	139
65. Rectificador trifásico del variador de frecuencia con filtro capacitivo e inductor.....	149

66.	Resultado del análisis de armónicos de la red (l=0μh)	150
67.	Espectro de armónicas (l=0μh).....	151
68.	Resultado del análisis de armónicos de la red (l=390μh).....	152
69.	Espectro de armónicas (l=390μh).....	153
70.	Resultado del análisis de armónicos de la red (l=690μh).....	154
71.	Espectro de armónicas (l=690μh).....	155

TABLAS

I.	Tabla en donde se da el valor de c/k de acuerdo a los rangos del transformador de corriente y a la potencia reactiva por paso.....	62
II.	Tabla de valores de Kr	68
III.	Factor multiplicador de la sección de los cables en función del $\text{Cos}\phi$	68
IV.	Tabla de multiplicadores de los kilowatts para corregir el factor de potencia.....	73
V.	Efecto de la THD sobre el factor de potencia.....	109
VI.	Valores de precio por consumo según pliego tarifario.....	156
VII.	Valores de corriente y de pérdidas de energía con el factor de potencia 0,82.....	158
VIII.	Valores de corriente y de pérdidas de energía con el factor de potencia 0,95.....	158

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
θ	Ángulo de factor de potencia de la carga
HP	Caballos de fuerza
C	Capacitancia
η	Eficiencia
fp	Factor de potencia
f	Frecuencia
Z	Impedancia
L	Inductancia
I	Intensidad de corriente
kVA	Kilovolt-Amperes
kW	Kilowatts

P	Potencia activa
S	Potencia aparente
Q	Potencia reactiva
X _c	Reactancia capacitiva
X	Reactancia de la línea
X _L	Reactancia inductiva
R	Resistencia eléctrica
V	Voltaje
W	Watts

GLOSARIO

Acometida	Conjunto de componentes y dispositivos utilizados para transportar la energía, desde las líneas de la Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica a la instalación que requiere del suministro de potencia.
Administrador del Mercado Mayorista	Organización a quien la ley delega administrar el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía del mercado. Se abrevia AMM.
Armónicos	Significa cualquier onda de voltaje y / o corriente que se encuentre presente en el sistema, cuya frecuencia sea mayor que la fundamental.
Bajo Factor de Potencia	Factor de potencia inferior al noventa por ciento (90%)
Carga Instalada	Capacidad de los bancos de transformadores de la planta, no necesariamente toda la capacidad será utilizada al cien por ciento.

**Comisión Nacional
de Energía Eléctrica**

Órgano encargado de velar por el cumplimiento de la ley general de electricidad y sus reglamentos, así como emitir las disposiciones normativas, para el acceso al uso de las líneas y redes de distribución. Normalmente denominado CNEE.

Consumo

Cantidad de energía utilizada en un tiempo da aspectos eléctricos, se mide en kW/hr.

Distorsión Armónica

La distorsión armónica se produce cuando la señal de salida de un sistema no equivale a la señal que entró en él. Esta falta de linealidad afecta a la forma de la onda, porque el equipo ha introducido armónicos que no estaban en la señal de entrada.

Energía

Potencia multiplicada por el tiempo.

Equipo de Medición

Accesorios que se utilizan con el propósito de medir el flujo de electricidad, que pasa a través del punto de entrega, para fines de facturación.

**Factor de
Carga**

Relación entre el consumo de energía eléctrica del mes respecto de la potencia máxima utilizada, por las horas del periodo de facturación.

**Factor de
Potencia**

Relación entre la potencia eléctrica útil consumida y la cantidad de potencia eléctrica que se debe suministra al consumidor.

Kilovatio

El kilovatio o kilowatt (símbolo KW), es la unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades. El kilovatio (símbolo kW), igual a mil vatios, se usa habitualmente para expresar la potencia de motores y la potencia de herramientas y máquinas.

**Ley General
de Electricidad**

Involucra todos los tratados, reglamentos, normas, reglas, decisiones, fallos, órdenes, resoluciones, interpretaciones y autorizaciones de la república de Guatemala, emitidas por cualquier autoridad que tenga competencia sobre el comprador, el vendedor y las instalaciones del distribuidor de energía eléctrica.

Polución de Armónicas

Perturbaciones eléctricas producidas por los diferentes órdenes de armónicas dentro de un sistema eléctrico.

Red Eléctrica

Conjunto de líneas, equipos y materiales externos a las instalaciones del comprador, incluyendo el equipo de medición; instalados con el propósito de poder brindar servicio de electricidad.

THD

Término que se utiliza frecuentemente para definir el nivel de contenido armónico en las señales alternas, el significado en español es Distorsión Armónico Total.

RESUMEN

Una instalación industrial debe tener un factor de potencia adecuado debido a que, de esta manera, se evita que los equipos tengan baja eficiencia energética y al mismo tiempo puedan disminuir los costos de energía eléctrica. Hoy en día tanto las empresas que prestan el servicio de venta de energía como los consumidores deben contribuir a que se tenga una buena calidad de energía y esto se logra corrigiendo el factor de potencia. Otro aspecto es la polución de las armónicas dentro del sistema de distribución, ya que esto provoca distorsión del factor de potencia. Las armónicas se introducen al sistema de distribución debido al uso excesivo de cargas no lineales.

El objetivo principal de este trabajo es proporcionar métodos de análisis para poder verificar el factor de potencia de una instalación, al mismo tiempo, poder determinar el nivel de distorsión armónica y sus efectos. El factor de potencia se debe determinar para verificar si se encuentra dentro de los rangos permitidos por las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. De no darse este caso se procederá a plantear un cálculo aproximado las penalizaciones económicas que existen por tener un bajo factor de potencia. También se proponen métodos para eliminar las armónicas.

Resulta práctico y económico en la industria mejorar el factor de potencia, por medio de la instalación de condensadores eléctricos estáticos, o bien, por medio de un banco de condensadores eléctricos automáticos.

OBJETIVOS

GENERAL

Calcular y diseñar un banco de capacitores para minimizar los efectos de las armónicas dentro de un sistema de eléctrico de distribución y mantener el factor de potencia dentro de las normas establecidas por las empresas suministradoras de energía eléctrica.

ESPECÍFICOS

1. Analizar los diferentes tipos de conexión de los banco de capacitores y escoger el más adecuado tanto, en la parte técnica, como en la parte económica.
2. Reducir los costos en la facturación de energía.
3. Aumentar la disponibilidad de potencia de los equipos.
4. Incrementar la vida útil tanto de las instalaciones como de los equipos.
5. Mejorar la regulación de tensión en la red.
6. Eliminar las distorsiones de las armónicas.

INTRODUCCIÓN

El operar con bajo factor de potencia una instalación eléctrica, además del impacto que puede tener en la factura eléctrica, tiene otras implicaciones de igual o mayor importancia, particularmente, en relación con la capacidad de los equipos de transformación y distribución de la energía eléctrica y con el uso eficiente de las máquinas y aparatos que funcionan con electricidad.

La explicación del factor de potencia, los efectos que se presentan cuando su valor es reducido, y los métodos para corregirlo, no son temas nuevos. Desde hace muchos años han sido tratados en innumerables artículos, libros y revistas especializadas. Sin embargo el factor de potencia es un problema permanente y de obligada importancia para todos aquellos relacionados con el diseño, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas, así como vendedores de equipos eléctricos que provoquen variaciones en éste, por lo que un estudio y análisis de los conceptos es necesaria.

De manera invertida, lo que no produce un efecto adverso produce una ventaja; por lo tanto, el corregir el factor de potencia a niveles más altos, significa:

- Un menor costo en el consumo de energía eléctrica. Al mejorar el factor de potencia no se pagan penalizaciones por mantener un bajo factor de potencia.
- Aumento en la capacidad del sistema. Al mejorar el factor de potencia se reduce la cantidad de corriente reactiva que inicialmente pasaba a través de transformadores, alimentadores, tableros y cables.

- Mejora en la calidad del voltaje. Un bajo factor de potencia puede reducir el voltaje de la planta, cuando se toma corriente reactiva de las líneas de alimentación. Cuando el factor de potencia se reduce, la corriente total de la línea aumenta, debido a la mayor corriente reactiva que circula, causando mayor caída de voltaje a través de la resistencia de la línea, la cual, a su vez, aumenta con la temperatura. Esto se debe a que la caída de voltaje en una línea es igual a la corriente que pasa por la misma multiplicada por la resistencia en la línea.
- Aumento de la disponibilidad de potencia de transformadores, líneas y generadores.
- Aumento de la vida útil de las instalaciones.

1 FACTOR DE POTENCIA, SU MEDICIÓN EN CIRCUITOS TRIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS Y LOS CONCEPTOS RELACIONADOS CON POTENCIA ACTIVA, REACTIVA, APARENTE

Se denomina factor de potencia al cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, que es coincidente con el coseno del ángulo entre la tensión y la corriente cuando la forma de onda es sinusoidal pura, o sea que, el factor de potencia debe tratar de coincidir con el coseno ϕ pero no es lo mismo.

Es aconsejable que en una instalación eléctrica el factor de potencia sea alto y algunas empresas de servicio eléctrico exigen valores de 0,8 y más. También podemos decir que es simplemente el nombre dado a la relación de la potencia activa usada en un circuito, expresada en vatios o kilovatios (KW), a la potencia aparente que se obtiene de las líneas de alimentación, expresada en voltio-amperios o kilovoltio-amperios (KVA). También es término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo. El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo. Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa un mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil.

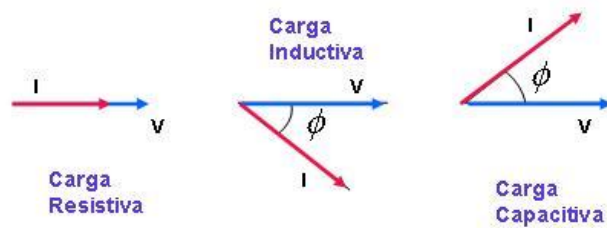
Las cargas industriales en su naturaleza eléctrica son de carácter reactivo a causa de la presencia principalmente de equipos de refrigeración, motores, generadores, transformadores, etc. Este carácter reactivo obliga a que, junto al consumo de potencia activa (KW), se sume el de una potencia llamada reactiva (KVAR), las cuales

en su conjunto determinan el comportamiento operacional de equipos y motores. Esta potencia reactiva ha sido tradicionalmente suministrada por las empresas generadoras de electricidad, aunque puede ser producida por las propias industrias. Al ser suministradas por las empresas de electricidad deberá ser transportada por las redes, ocasionando necesidades de inversión en capacidades mayores de los equipos y redes de transmisión y distribución. Todas estas cargas industriales necesitan de corrientes reactivas para su operación.

Dependiendo del tipo de carga, el factor de potencia puede ser: adelantado, retrasado, igual a 1.

- En las cargas resistivas como las lámparas incandescentes, la tensión y la corriente están en fase en este caso, se tiene un factor de potencia unitario. Ver figura 1.
- En las cargas inductivas como los motores y transformadores, la corriente se encuentra retrasada respecto a la tensión. En este caso se tiene un factor de potencia retrasado. Ver figura 1.
- En las cargas capacitivas como los condensadores, la corriente se encuentra adelantada respecto al voltaje. En este caso se tiene un factor de potencia adelantado. Ver figura 1.

Figura 1. Factor de potencia en diferentes cargas



Por lo que se puede decir que el factor de potencia viene dado por la expresión

$$F.P. = \frac{P}{S}$$

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}$$

P: Es la potencia activa en KW

S: Es la potencia aparente en KVA.

φ : Angulo entre la corriente (A) y el voltaje (V)

1.1. Potencia activa monofásica

Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda. Se designa con la letra P y se mide en vatios (W). De acuerdo con $P = V * I * \cos\varphi$, la ley de Ohm ($V=I*R$) y el triángulo de impedancias se tiene:

$$P_{\phi} = V * I * \cos\varphi = I * Z * I * \cos\varphi = I^2 * R$$

Donde:

P: potencia activa en Watt (W)

V: voltaje en voltios (V)

I: Corriente en Amperes (A)

Z: Impedancia de la línea en ohmios (Ω)

$R = Z * \cos\varphi$

Resultado que indica que la potencia activa es debido a los elementos resistivos.

1.2. Potencia activa en sistemas trifásicos equilibrados

Es la suma de las potencias activas de los sistemas monofásicos que lo componen, al ser el sistema equilibrado, la potencia activa será el triple de la de una fase.

$$P_{3\phi} = 3 * V_{\phi} * I_{\phi} * \cos \varphi$$

Donde:

I_{ϕ} : Corriente de cada una de las fases en amperes (A)

V_{ϕ} : Voltaje de cada una de las fases en voltios (V)

P: Potencia Activa en Watt (W)

$\cos\varphi$: Factor de Potencia del sistema

La potencia activa en función de los valores de tensiones y corrientes de línea:

$$P_{3\phi} = \sqrt{3} * V_L * I_L * \cos \varphi$$

Donde:

V_L : Voltaje de línea a línea en voltios (V)

I_L : Corriente de línea en amperios (A)

P: Potencia Activa en Watt (W)

$\cos\varphi$: Factor de Potencia del sistema

Potencia activa en función de los valores de tensiones y corrientes de línea:

“Estrella” o “Y”

$$V_{\phi} = \frac{V_L}{\sqrt{3}}$$

$$I_{\phi} = I_L$$

Donde:

V_L : Voltaje de línea a línea en voltios (V)

I_L : Corriente de línea en amperios (A)

I_ϕ : Corriente de cada una de las fases en amperes (A)

V_ϕ : Voltaje de cada una de las fases en voltios (V)

Reemplazando las ecuaciones del inciso 1.2 tenemos:

$$P = \frac{3}{\sqrt{3}} * V_L * I_L * \cos \varphi$$

Donde:

V_L : Voltaje de línea a línea en voltios (V)

I_L : Corriente de línea en amperios (A)

P: Potencia Activa en Watt (W)

Cos φ : Factor de Potencia del sistema

Se dice que la relación $\frac{3}{\sqrt{3}} = \sqrt{3}$ por tanto se tiene:

$$P = \sqrt{3} * V_L * I_L * \cos \varphi$$

Donde:

V_L : Voltaje de línea a línea en voltios (V)

I_L : Corriente de línea del circuito en estrella en amperios (A)

P: Potencia Activa en Watt (W)

Cos φ : Factor de Potencia del sistema

CONFIGURACION “DELTA” O “TRIANGULO”

$$I_\phi = \frac{I_L}{\sqrt{3}}$$

$$V_{\phi} = V_L$$

Donde:

V_L : Voltaje de línea a línea en voltios (V)

I_L : Corriente de línea en amperios (A)

I_{ϕ} : Corriente de cada una de las fases en amperes (A)

V_{ϕ} : Voltaje de cada una de las fases en voltios (V)

Reemplazando tenemos:

$$P = V_L * \frac{3}{\sqrt{3}} I_L * \cos \varphi$$

Donde:

V_L : Voltaje de línea a línea en voltios (V)

I_L : Corriente de línea del circuito en configuración estrella en amperios (A)

P: Potencia Activa en Watt (W)

$\cos\varphi$: Factor de Potencia del sistema

Se dice que la relación $\frac{3}{\sqrt{3}} = \sqrt{3}$ por tanto se tiene:

$$P = \sqrt{3} * V_L * I_L * \cos \varphi$$

1.3. Potencia activa en sistemas trifásicos desequilibrados

$$P = V_1 * I_1 * \cos \varphi_1 + V_2 * I_2 * \cos \varphi_2 + V_3 * I_3 * \cos \varphi_3$$

$$\varphi_1 = \tan^{-1} \frac{X_1}{R_1} = \tan^{-1} \frac{Q_1}{P_1}$$

$$\varphi_2 = \tan^{-1} \frac{X_2}{R_2} = \tan^{-1} \frac{Q_2}{P_2}$$

$$\varphi_3 = \tan^{-1} \frac{X_3}{R_3} = \tan^{-1} \frac{Q_3}{P_3}$$

1.4. Potencia reactiva monofásica

Esta potencia no tiene tampoco el carácter de realmente consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil, se mide en voltamperios reactivos (VAR) y se designa con la letra Q. A partir de su expresión.

$$Q = V * I * \text{sen}\varphi = I * Z * I * \text{sen}\varphi = I^2 * X$$

Donde:

Q: potencia reactiva en voltamperios reactivos (VAR)

V: voltaje en voltios (V)

I: Corriente en Amperes (A)

X: Reactancia de la línea en ohmios (Ω)

Lo que nos reafirma que esta potencia es debida únicamente a los elementos reactivos.

1.5. Potencia reactiva en sistemas trifásicos equilibrados

$$Q = 3 * V_f * I_f * \text{sen}\varphi$$

Donde:

I_ϕ : es la corriente de cada una de las fases en amperes (A)

V_ϕ : es el voltaje de cada una de las fases en voltios (V)

Q: Potencia reactiva en voltamperios reactivos (VAR)

Senφ: Factor de potencia reactivo

La potencia reactiva en función de los valores de tensiones y corrientes de línea:

$$Q = \sqrt{3} * V_L * I_L * \text{sen}\varphi$$

Donde:

V_L : es el voltaje de línea a línea en Voltios (V)

I_L : es la corriente de línea en Amperes (A)

Senφ: Factor de potencia reactivo

1.6. Potencia reactiva en sistemas trifásicos desequilibrados

$$Q = V_1 * I_1 * \text{sen}\varphi_1 + V_2 * I_2 * \text{sen}\varphi_2 + V_3 * I_3 * \text{sen}\varphi_3$$

$$\varphi_1 = \tan^{-1} \frac{X_1}{R_1} = \tan^{-1} \frac{Q_1}{P_1}$$

$$\varphi_2 = \tan^{-1} \frac{X_2}{R_2} = \tan^{-1} \frac{Q_2}{P_2}$$

$$\varphi_3 = \tan^{-1} \frac{X_3}{R_3} = \tan^{-1} \frac{Q_3}{P_3}$$

1.7. Potencia aparente monofásica

La potencia aparente de un circuito eléctrico de corriente alterna, es la suma de la energía que disipa dicho circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos de sus componentes. Esta potencia no es la realmente consumida, salvo cuando el factor de potencia es la unidad ($\text{Cos}\varphi=1$), y nos señala que la red de alimentación de un circuito no sólo ha de satisfacer la energía consumida por los elementos resistivos, sino que también ha de contarse con la que van a suministrar a bobinas y condensadores. Se la designa con la letra S y se mide en voltamperios (VA).

1.8. Potencia aparente en sistemas trifásicos equilibrados

$$|S| = \sqrt{(P^2 + Q^2)} = \sqrt{(3 * V_{\phi} * I_{\phi} * \cos \varphi)^2 + (3 * V_{\phi} * I_{\phi} * \text{sen} \varphi)^2}$$
$$S = 3 * V_{\phi} * I_{\phi}$$

Donde:

I_{ϕ} : es la corriente de cada una de las fases en amperes (A)

V_{ϕ} : es el voltaje de cada una de las fases en voltios (V)

S: potencia aparente en voltamperios (VA)

La potencia aparente en función de los valores de tensiones y corrientes de líneas:

$$S = \sqrt{3} * V_L * I_L$$

Donde:

V_L : es el voltaje de línea a línea en Voltios (V)

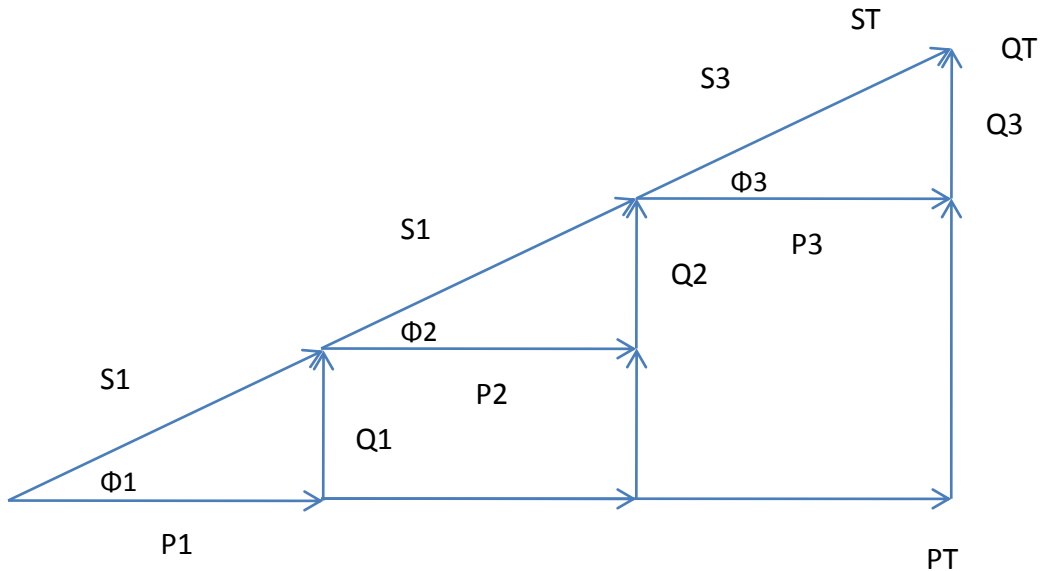
I_L : es la corriente de línea a línea en Amperes (A)

1.9. Representación gráfica

El llamado triángulo de potencias es la mejor forma de ver y comprender de forma gráfica qué es el factor de potencia o $(\text{Cos} \varphi)$ y su estrecha relación con los restantes tipos de potencia presentes en un circuito eléctrico de corriente alterna.

1.9.1. Triángulo de potencias en sistemas trifásicos equilibrados

Figura 2. Triángulo de potencias en sistemas trifásicos equilibrados



$$F.P. = \frac{P}{S}$$

$$P_1 = P_2 = P_3 ; P_T = 3 * P_\phi$$

$$Q_1 = Q_2 = Q_3 ; Q_T = 3 * Q_\phi$$

$$|S_1| = |S_2| = |S_3| = \sqrt{(P_T^2 + Q_T^2)} = 3\sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = 3 * S_\phi$$

Donde:

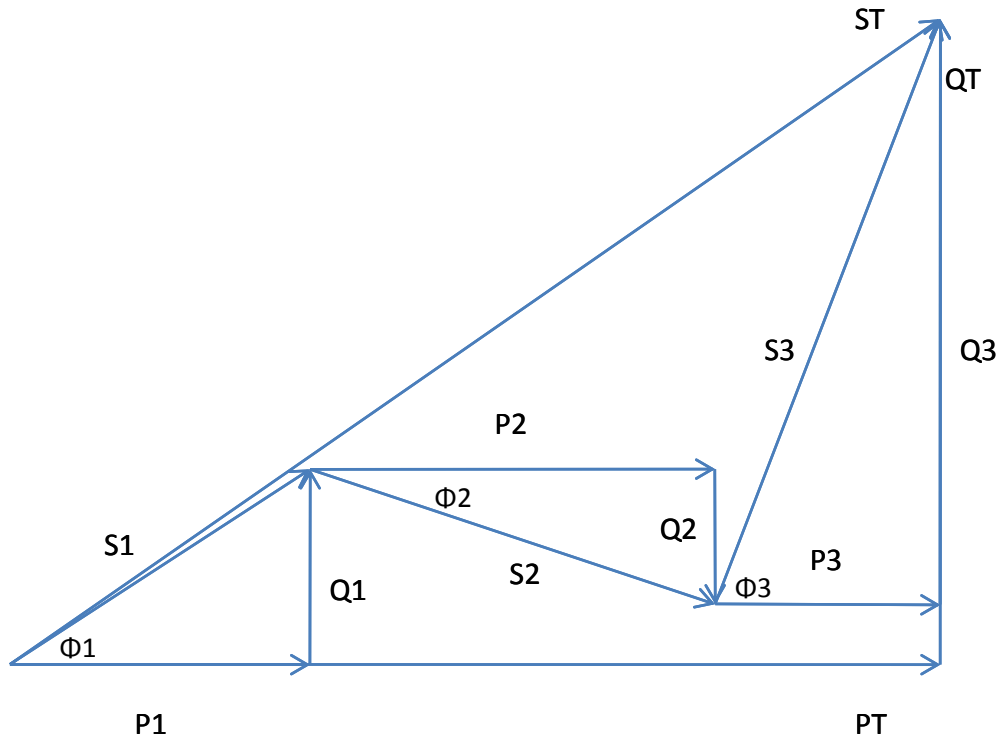
Potencia activa (**P**)

Potencia reactiva (**Q**)

Potencia aparente (**S**) (total)

1.9.2. Triángulo de potencias en sistemas trifásicos desequilibrados

Figura 3. Triángulo de potencias en sistemas trifásicos desequilibrados



$$P_1 + P_2 + P_3 = P_T$$

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 = Q_T$$

$$S_1 + S_2 + S_3 = S_T$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$\varphi = \tan^{-1}\left(\frac{Q}{P}\right)$$

$$\varphi \neq \varphi_1 \neq \varphi_2 \neq \varphi_3$$

Donde:

φ_1 : Factor de potencia de la fase 1

φ_2 : Factor de potencia de la fase 2

φ_3 : Factor de potencia de la fase 3

Potencia activa en cada una de las fases (P1, P2, P3) en watt (W)

Potencia reactiva en cada una de las fases (Q1, Q2, Q3) en voltamperios reactivos (VAR)

Potencia aparente en cada una de las fases (S1, S2, S3) en voltamperios (VA)

P_T : Potencia activa total en vatios (W)

Q_T : Potencia reactiva total en voltamperios reactivos (VAR)

S_T : Potencia aparente total en voltamperios (VA)

1.10. Mediciones de potencia

Para llevar a cabo las mediciones de potencia hay que tener en cuenta los diferentes tipos de está que se presentan en un circuito, entre ellas tenemos: Potencia Activa, Potencia Reactiva y Potencia Aparente.

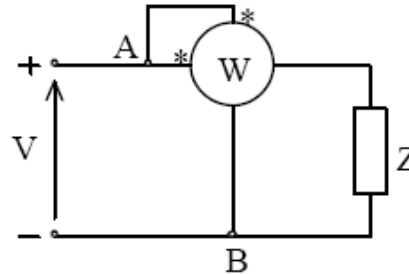
1.11. Mediciones de potencia activa

La medición de potencia activa se debe llevar a cabo tanto en los circuitos monofásicos como en los circuitos trifásicos, los cuales son tratados a continuación.

1.11.1. Medición de potencia activa en una línea monofásica

La potencia activa en líneas monofásicas se mide con un Watímetro según se indica en la figura 4.

Figura 4. Medición de potencia activa monofásica



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.25

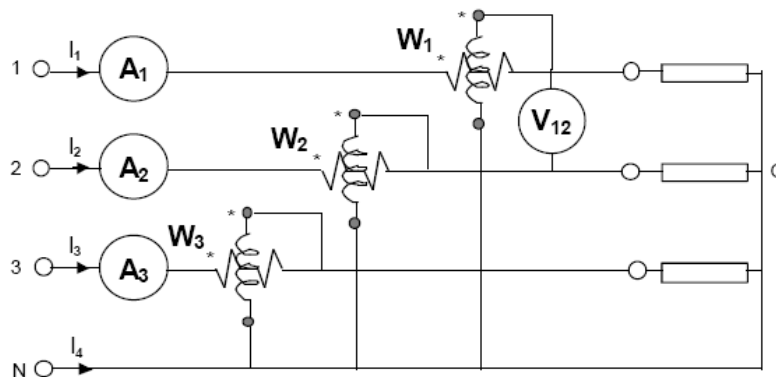
1.11.2. Medición de potencia activa en una línea trifásica

Las líneas trifásicas se pueden clasificar en:

1.11.2.1. Líneas tetrafilares (cuatro hilos, tres fases y un neutro)

Teorema de Blondell: En un circuito n-filar la potencia activa puede medirse como suma algebraica de las lecturas de n-1 vatímetros. Este enunciado es evidente en el caso de un circuito tetrafilar en que tenemos acceso al neutro de la carga. (Ver figura 5).

Figura 5. Método de n-1 vatímetro



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.40

$$W_1 + W_2 + W_3 = P$$

W_1 : Potencia medida en la fase **R** por medio del vatímetro 1

W_2 : Potencia medida en la fase **S** por medio del vatímetro 2

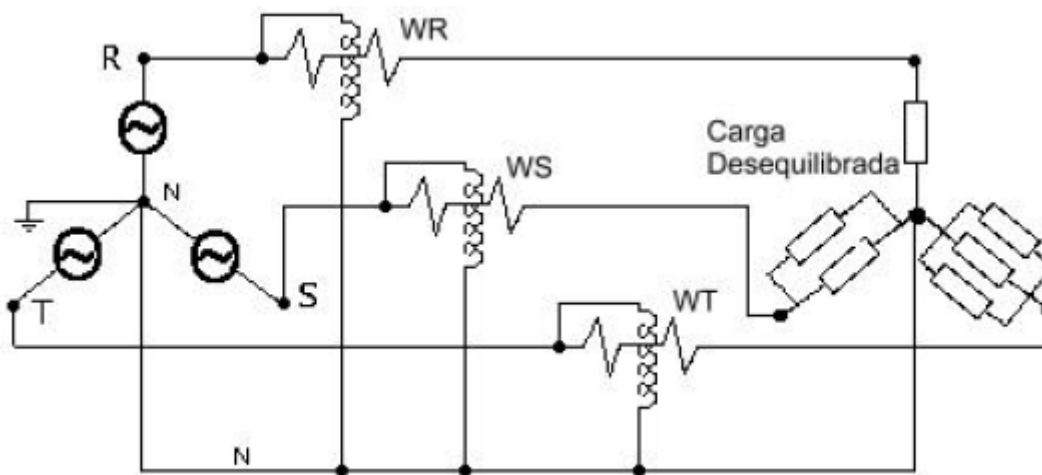
W_3 : Potencia medida en la fase **T** por medio del vatímetro 3

O sea que la potencia total es suma de las tres lecturas

1.11.2.2. Sistemas simétricos y desequilibrados

Para un sistema trifásico tetrafilar debemos utilizar tres vatímetros conectados de la siguiente forma Figura 6.

Figura 6. Método de Blondell para sistemas simétricos y desequilibrados



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.43

$$P_{3\phi} = P_{WR} + P_{WS} + P_{WT}$$

Donde:

P_{WR} : Potencia medida por el vatímetro WR

P_{WS} : Potencia medida por el vatímetro WS

P_{WT} : Potencia medida por el vatímetro WT

$$P_{3\phi} = V_{RN} * I_R * \cos \varphi_R + V_{SN} * I_S * \cos \varphi_S + V_{TN} * I_T * \cos \varphi_T$$

Donde:

V_{RN} : Voltaje entre la fase R y neutro N

I_R : Corriente de la fase R

$\cos \varphi_R$: Factor de potencia de la fase R

V_{SN} : Voltaje entre la fase S y neutro N

I_S : Corriente de la fase S

$\cos \varphi_S$: Factor de potencia de la fase S

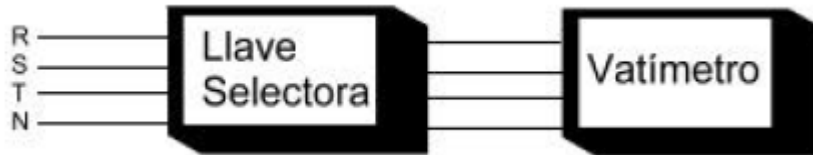
V_{TN} : Voltaje entre la fase R y neutro N

I_T : Corriente de la fase T

$\cos \varphi_T$: Factor de potencia de la fase T

La suma de las tres lecturas es igual a la potencia total consumida por la carga. Si la potencia no varía con el tiempo se puede utilizar un solo vatímetro que se conecta sucesivamente en las tres posiciones indicadas anteriormente como WR, WS, WT. Existen un par de llaves selectoras que forman un conjunto que permiten realizar rápidamente estas tres mediciones sin necesidad de conectar y desconectar tres veces el vatímetro como se indica en la figura 7.

Figura 7. Diagrama de bloque para medir potencia mediante la utilización de una llave selectora y un vatímetro



1.11.2.3. Sistemas simétricos y equilibrados

Si la carga es equilibrada, es decir que los tres circuitos monofásicos son idénticos entre sí, basta con medir uno de ellos y multiplicar por tres su indicación para tener la potencia trifásica.

$$P_S = P_R = P_T$$

P_S : Potencia en la fase S

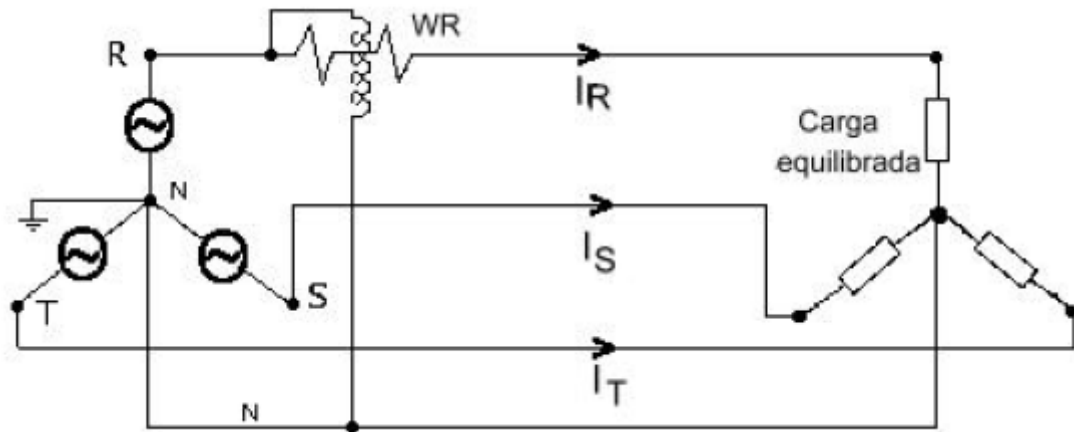
P_R : Potencia en la fase R

P_T : Potencia en la fase T

$$P_{3\phi} = 3 * P_R = 3 * V * I * \cos \varphi$$

Esto se puede observar en la figura 8.

Figura 8. Medición de potencia en circuitos simétricos equilibrados



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.44

Si no se puede asegurar que el sistema es equilibrado no se puede medir potencia trifásica utilizando un solo vatímetro en una fase. Si se produjera un cambio en la carga o en la tensión de generación cambiaría la potencia en cada una de las fases a través del tiempo y de los valores simultáneos. Por lo general las cargas trifásicas son siempre motores.

1.11.2.4. Líneas trifilares (sin neutro)

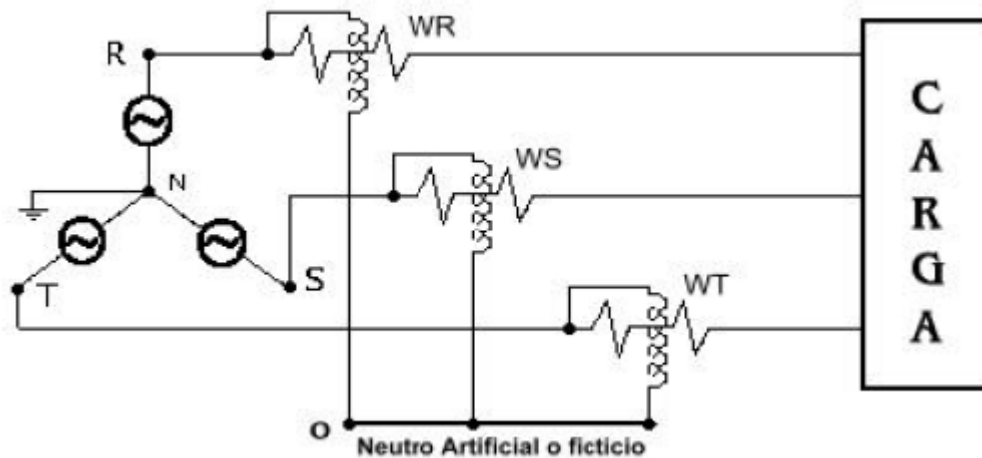
La medición de potencia en circuitos trifilares se clasifica en:

1.11.2.5. Medición de potencia con tres vatímetros

Neutro artificial: La forma más simple de medir potencia en sistemas trifásicos sin neutro, se hace usando tres vatímetros gemelos que se conectan formando una estrella, por lo que convergen sus circuitos voltimétricos a un punto único llamado neutro artificial o ficticio. Justificando lo anteriormente expuesto siendo los tres vatímetros iguales, sus circuitos voltimétricos tomarán iguales intensidades, pero desfasadas entre sí 120° , de modo que en el punto de unión, centro de la estrella, las

tres corrientes se compensarán totalmente, dando resultante nula, no se requiere conductor de retorno al generador como lo haría el conductor neutro. Los vatímetros se conectan como se indica en la figura 9.

Figura 9. Medición de potencia con tres vatímetros, neutro artificial



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.46

Entonces la potencia es expresada por la siguiente expresión

$$P_{3\phi} = P_{WR} + P_{WS} + P_{WT} = P_{3W}$$

Donde:

P_{WR} : Potencia medida por el vatímetro en la fase R

P_{WS} : Potencia medida por el vatímetro en la fase S

P_{WT} : Potencia medida por el vatímetro en la fase T

De lo anterior podemos concluir que los tres vatímetros miden la potencia de la carga independientemente del equilibrio de las corrientes y de la simetría de las tensiones, de la forma de onda de ambos parámetros y del potencial del punto "O".

Esto indica que no necesariamente las impedancias de bobinas voltimétricas deben ser iguales cuando se emplea el circuito de la figura 9. A su vez el método es válido cuando la carga está conectada en estrella o en triángulo, ya que si se reduce el triángulo a estrella se verifica lo enunciado. Como se observa en la figura 9, los vatímetros tienen su circuito voltimétrico unidos al punto "O", éste punto es un centro de estrella, para que este punto tenga las características de neutro artificial debe tener la misma diferencia de potencial con cada una de las tres fases, es decir:

$$V_{RO} = V_{SO} = V_{TO}$$

V_{RO} : Voltaje medido entre la fase R y el neutro artificial o ficticio

V_{SO} : Voltaje medido entre la fase S y el neutro artificial o ficticio

V_{TO} : Voltaje medido entre la fase T y el neutro artificial o ficticio

Para que esto sea cierto, las tres tensiones deben ser iguales.

$$V_{RS} = V_{TS} = V_{TR}$$

Donde:

V_{RS} : Voltaje medido entre la fase R y la fase S

V_{TS} : Voltaje medido entre la fase T y la fase S

V_{TR} : Voltaje medido entre la fase T y la fase R

Además se debe cumplir que las impedancias de las tres ramas voltimétricas de los vatímetros, sea igual entre sí, a fin de que la distribución de tensiones sea uniforme.

$$Z_{V(WR)} = Z_{V(WS)} = Z_{V(WT)}$$

$Z_{V(WR)}$: Impedancia de la línea en la fase R

$Z_{V(WS)}$: Impedancia de la línea en la fase S

$Z_{V(WT)}$: Impedancia de la línea en la fase T

En general las ramas voltimétricas son prácticamente resistivas puras, para limitar la corriente y a la vez aumentar el alcance, todos los vatímetros tienen en esa rama resistiva óhmica muy elevada. Además ésta resistencia nos asegura que la intensidad que circula por la rama voltimétrica el error de fase G es nulo, se puede decir entonces que la igualdad de impedancias se convierte en igualdad de resistencias

$$R_{V(WR)} = R_{V(WS)} = R_{V(WT)}$$

$R_{V(WR)}$: Resistencia de la línea en la fase R

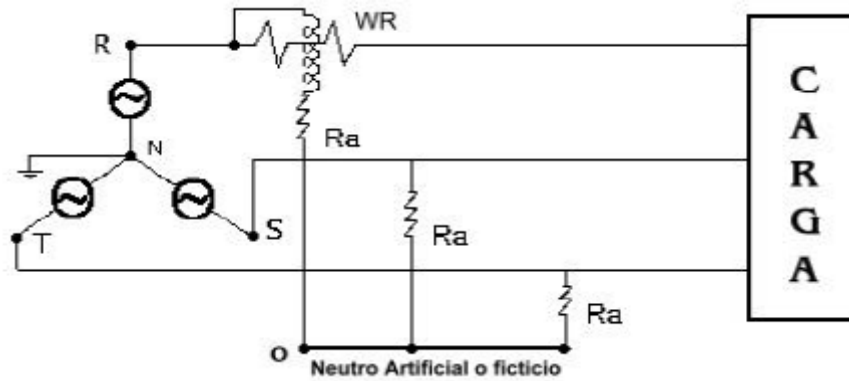
$R_{V(WS)}$: Resistencia de la línea en la fase S

$R_{V(WT)}$: Resistencia de la línea en la fase T

Esta última nos da la posibilidad de medir con un solo vatímetro si el sistema está equilibrado, ya que se sabe de antemano que las tres potencias monofásicas son iguales. Bastará con medir una sola y multiplicar por tres para saber la potencia trifásica total. Para satisfacer la ecuación reemplazaremos los otros dos instrumentos por resistencias de igual valor Óhmico a la rama voltimétrica. Para realizar esta medición se construyen vatímetros que ya cuenta internamente con las resistencias para las otras fases.

En la figura 10 se puede observar la forma de conexión del vatímetro.

Figura 10. Método de un solo vatímetro ubicando resistencias en las otras dos fases

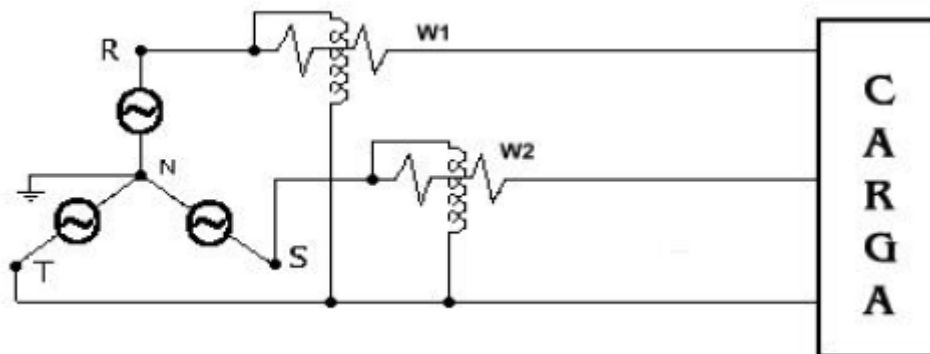


Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.48

1.11.2.6. Medición de potencia con dos vatímetros

En un circuito trifilar se intercalan dos vatímetros en sendos conductores de línea, conectando los sistemas voltimétricos a un punto común sobre el tercer conductor. Figura 11.

Figura 11. Método de los dos vatímetros



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.49

No se requiere condición de simetría alguna en el generador o la carga, no existiendo restricciones al esquema de conexión (estrella o triángulo). De hecho, por medio de la transformación de Kennely, siempre es posible obtener una carga equivalente en estrella. La indicación de un vatímetro es igual al producto de los valores eficaces de la tensión aplicada a su sistema voltimétrico, por la corriente que circula por su sistema amperimétrico, por el coseno del ángulo de desfase entre ambas. Si consideramos las magnitudes como fasores (vectores), la indicación resulta igual al producto escalar de la tensión por la corriente. De acuerdo con el teorema de Blondell, la potencia activa es igual a la suma algebraica de las dos lecturas. En efecto:

$$W_1 = V_{RS} * I_R$$

$$W_3 = V_{TS} * I_T$$

$$W_1 + W_3 = (V_R - V_S) * I_R + (V_T - V_S) * I_T = V_R * I_R + V_T * I_T - V_S (I_R + I_T)$$

Siendo:

$$I_R + I_S + I_T = 0$$

I_R : Corriente de la fase R

I_S : Corriente de la fase T

I_T : Corriente de la fase S

$$I_R + I_T = -I_S$$

$$P = W_1 + W_3 = V_R * I_R + V_T * I_T + V_S * I_S$$

Donde:

W_1 : Vatímetro midiendo la potencia en la fase R

W_3 : Vatímetro midiendo la potencia en la fase T

La indicación de cada vatímetro no corresponde con la potencia de una fase en

particular, pero su suma algebraica es igual a la potencia trifásica.

1.12. Medición de potencia reactiva

Al igual que la potencia activa la potencia reactiva también ha de medirse tanto en los circuitos monofásicos, como en los trifásicos.

1.12.1. Medición de potencia reactiva en sistemas monofásicos

1.12.1.1. Método directo

La potencia reactiva monofásica queda expresada de la siguiente manera:

$$Q_{1\phi} = V * I * \text{sen}\phi [\text{VAR}]$$

Donde:

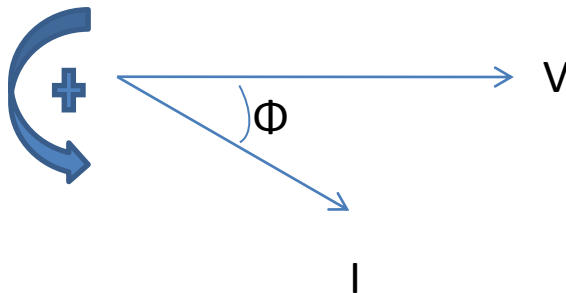
V : Voltaje de fase en voltios (V)

I : Corriente de la fase en amperes (A)

$\text{Sen}\phi$: Factor de potencia reactivo

Siendo ϕ el ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje en la carga. Figura 12.

Figura 12. Ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje



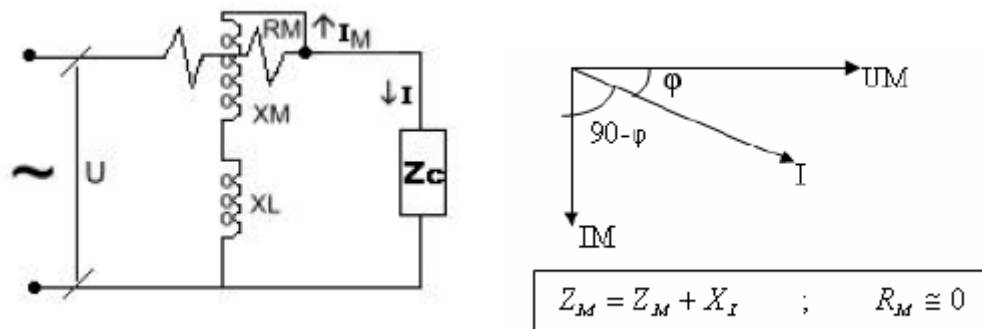
La potencia reactiva monofásica se mide con el varímetro, que es un instrumento

similar al vatímetro constituido por dos bobinas, una fija y una móvil, en serie con ésta última se conectada una bobina adicional, de tal manera que los flujos magnéticos que ambas generan están desfasados 90° entre sí. Es un instrumento de lectura directa y se lo conecta en forma análoga al vatímetro.

1.12.1.2. Varímetro (Var)

Supongamos que en la rama voltimétrica colocamos una reactancia pura, por ejemplo de auto-inducción, el diagrama vectorial queda, figura 13.

Figura 13. Circuito eléctrico del varímetro y diagrama fasorial



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.51

En este caso la potencia que vamos a medir es:

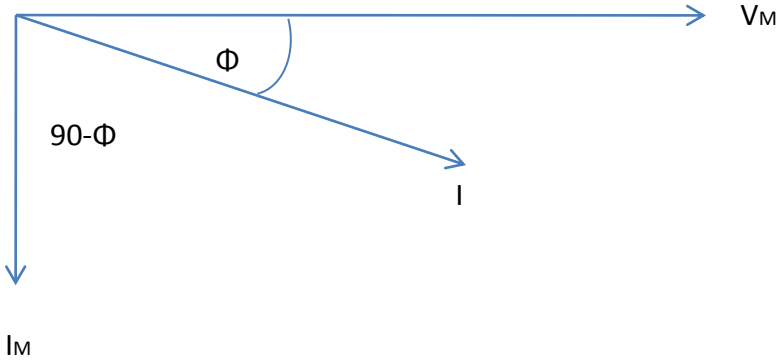
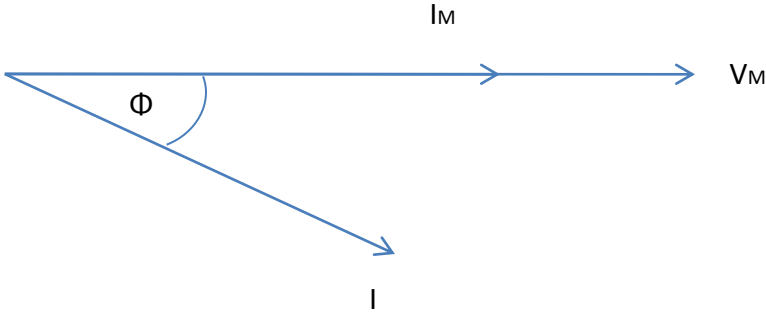
$$\alpha_{eq} = K_1 * I_{ef} * U_{ef} * \cos(90 - \varphi) = K_1 * I_{ef} * U_{ef} * \text{sen} \varphi$$

$$\alpha_{eq} = Q_{1\phi} = K_1 * I_{ef} * U_{ef} * \text{sen} \varphi$$

Entonces haciendo circular una corriente I_M desfasada 90° respecto a U_M , por la rama voltimétrica, de modo que este desfasada un ángulo de $(90^\circ - \phi)$ respecto de I ; podremos medir potencia reactiva, recordando un poco sabemos que el par eléctrico de instrumentos electrodinámicos es proporcional al producto de dos corrientes I e I_M en corriente continua; y en corriente alterna las corriente son

valores instantáneos i e i_M . Cuando vamos a medir potencia, un embobinado es excitado con una corriente i_M proporcional a la tensión aplicada y la ecuación del par M_E queda en función de ésta tensión, de la corriente de la bobina fija y del ángulo que forman ambas magnitudes. Este ángulo depende solo del tipo de carga, pero la función trigonométrica que lo afecta depende de la potencia que deseamos medir, activa o reactiva figura 14.

Figura 14. Medición de potencia activa y reactiva



Si en vez de colocar una auto-inductancia en la rama voltimétrica, colocamos una capacidad para lograr el desfase de 90° entre VM e IM no altera nada el razonamiento (solo deflectaría en sentido contrario). Pero, tanto auto-inductancia como capacitancia, en la práctica no son puras, es decir que el mayor desfase que se puede lograr es de 80° de esto surge la necesidad de recurrir a otro método para lograr los 90° y éste es utilizar una red denominada Conexión De Hümmel.

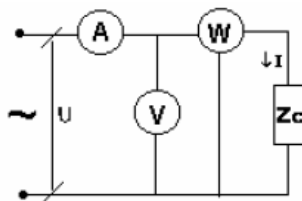
1.12.1.3. Método indirecto

En éste caso podemos obtener la potencia reactiva monofásica, con la ayuda de, un vatímetro, un voltímetro y un amperímetro con la lectura de estos instrumentos obtenemos;

$$\cos \varphi = \frac{P_{\text{vatímetro}}}{U * I} = \frac{P_{\text{Activa}}}{P_{\text{Aparente}}}$$

y de ahí obtenemos mediante el arco coseno el ángulo ϕ luego de esto podemos calcular el seno de ϕ que multiplicado por las lecturas del vatímetro y del amperímetro, nos da el valor de la potencia reactiva monofásica, en la figura 15 podemos ver la forma de conexión de cada uno de los instrumentos utilizados para desarrollar esta medición.

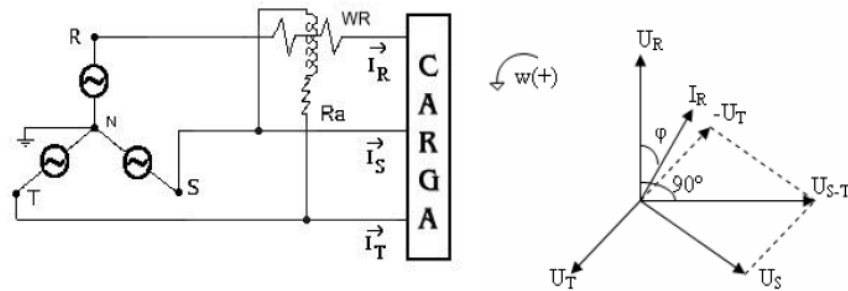
Figura 15. Medición de potencia reactiva utilizando, un vatímetro, amperímetro y un voltímetro



1.12.2. Medición de potencia reactiva en sistemas trifásicos

1.12.2.1. Sistema simétrico y equilibrado mediante un vatímetro

Figura 16. Diagrama eléctrico y fasorial de un sistema simétrico y equilibrado



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.60

$$U=V$$

$$P_W = I_R * V_{S-T} * \cos(I_R - V_{S-T})$$

$$P_W = I_R * V_{S-T} * \cos(90 - \varphi)$$

$$\cos(90 - \varphi) = \text{sen} \varphi$$

$$P_W = I_R * V_{S-T} * \text{sen} \varphi$$

Donde:

V_{S-T} : Voltaje medido entre la fase S-T en voltios (v)

I_R : Corriente de la fase R en amperes (A)

P_W : Potencia medida por el Vatímetro

$$P_W = I_R * \sqrt{3} * V_\phi * \text{sen} \varphi$$

$$P_W = \sqrt{3} * Q_{1\phi}$$

$$\sqrt{3} * P_W = \sqrt{3} * \sqrt{3} * I_R * V_\phi * \text{sen}\varphi = 3 * I_R * V_\phi * \text{sen}\varphi = Q_{3\phi}$$

$$Q_{3\phi} = 3 * P_W$$

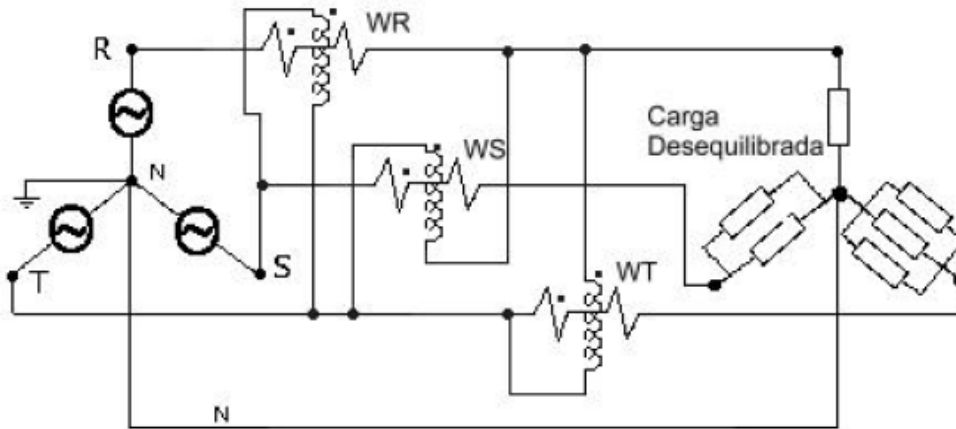
Teniendo un sistema simétrico y equilibrado es posible obtener la potencia trifásica, contando con un vatímetro y conectándolo de acuerdo a la figura 16, teniendo en cuenta que la bobina de intensidad se conecta a una de las fases y la de tensión a las fases restantes, de esta forma se produce un desfase de 90° entre la tensión correspondiente a las fase que se conecta la bobina de intensidad ($U_R = V_R$) y la tensión con la cual trabaja la bobina de tensión ($U_{S-T} = V_{S-T}$). Según la ecuación el vatímetro trataría de medir la potencia activa pero según la relación trigonométrica de la ecuación, resulta que la lectura del vatímetro es proporcional a la potencia reactiva trifásica y debemos multiplicarla por $\sqrt{3}$.

1.12.2.2. Sistema simétrico y desequilibrado mediante un vatímetro

En este caso podemos utilizar el método de tres vatímetros para redes trifásicas de cuatro hilos y el método de dos vatímetros para redes trifásicas de tres hilos, siempre conectándolo como ya se ha mencionado, es decir la bobina amperimétrica en una fase y la voltimétrica en las dos fases restantes, a fin de lograr el desfase de 90° entre las tensiones correspondientes.

1.12.2.3. Método de los tres vatímetros

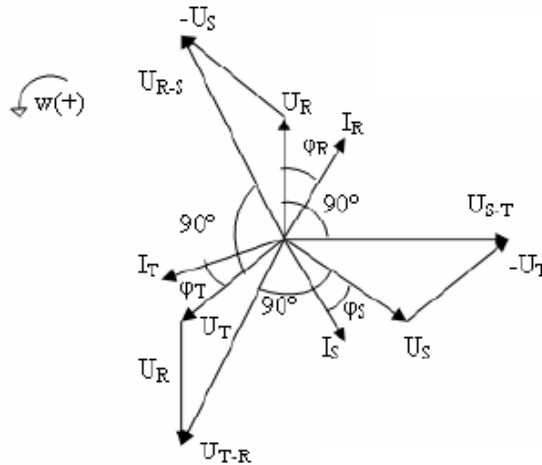
Figura 17. Diagrama eléctrico de conexión para medición de potencia mediante tres vatímetros



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.62

$$Q_{3\phi} = \frac{1}{\sqrt{3}}(P_{WR} + P_{WS} + P_{WT})$$

Figura 18. Diagrama Fasorial



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.65

$$U = V$$

$$\begin{aligned} \Sigma \text{ lectura de los 3 vatímetros} &= I_R * V_{S-T} * \cos(\overline{I_R} - \overline{V_{S-T}}) \\ &+ I_S * V_{T-R} * \cos(\overline{I_S} - \overline{V_{T-R}}) \\ &+ I_T * V_{R-S} * \cos(\overline{I_T} - \overline{V_{R-S}}) \end{aligned}$$

$$\text{Por ser alimentación simétrica} \rightarrow |\overline{V_{S-T}}| = |\overline{V_{T-R}}| = |\overline{V_{R-S}}| = |\overline{V_{compuesta}}|$$

Donde:

V_{S-T} : Voltaje medido entre la fase S-T

V_{T-R} : Voltaje medido entre la fase T-R

V_{R-S} : Voltaje medido entre la fase R-S

I_R, I_S, I_T Es la corriente de cada una de las fases del circuito

$$\begin{aligned} \cos(\overline{I_R} - \overline{V_{S-T}}) &= \cos(90 - \varphi_R) = \text{sen} \varphi_R \\ &= \cos(\overline{I_S} - \overline{V_{T-R}}) = \cos(90 - \varphi_S) = \text{sen} \varphi_S \\ \cos(\overline{I_T} - \overline{V_{R-S}}) &= \cos(90 - \varphi_T) = \text{sen} \varphi_T \end{aligned}$$

Σ lectura

De los 3 =

$$V_{compuesta} * I_R * \text{sen} \varphi_R + V_{compuesta} * I_S * \text{sen} \varphi_S + V_{compuesta} * I_T * \text{sen} \varphi_T$$

Por ser

$$V_{compuesta} = \sqrt{3} * V_{fase}$$

$$Q_{3\phi} = \frac{V_{Compuesta}}{\sqrt{3}} * (I_S * \text{sen} \varphi_S + I_T * \text{sen} \varphi_T + I_R * \text{sen} \varphi_R)$$

$$Q_{3\phi} = Q_{1\phi,S} + Q_{1\phi,R} + Q_{1\phi,T}$$

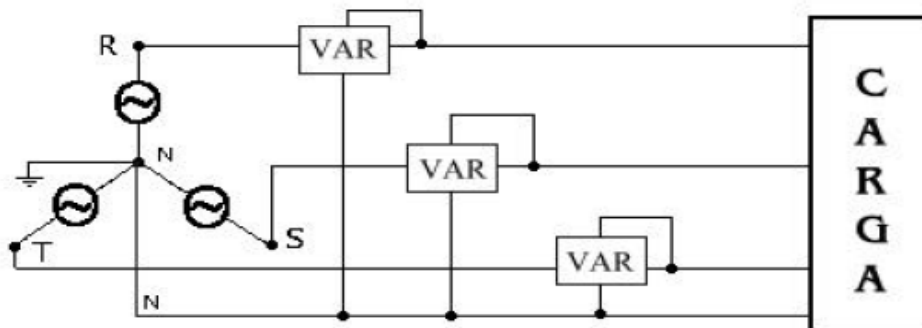
$$Q_{3\phi} = \frac{1}{\sqrt{3}} (P_{WR} + P_{WS} + P_{WT})$$

Como se puede observar en la figura 17 se utilizan tres vatímetros para potencia activa conectados en la forma indicada, es decir con la bobina de tensión trabajando con las fases que quedan libres, con respecto a donde se conectó la bobina de intensidad. Entonces la bobina voltimétrica tiene aplicada la tensión compuesta o de línea que es $\sqrt{3}$ veces mayor que la tensión de fase (sistema de alimentación en configuración estrella). La potencia reactiva trifásica es igual a la suma de los vatímetros dividido por $\sqrt{3}$ puesto que cada vatímetro mide la potencia reactiva de una fase aumentada en $\sqrt{3}$ por el hecho de que la bobina de tensión trabaja con una tensión compuesta en vez de hacerlo con la tensión de fase. A pesar de existir el conductor neutro, no es posible conectar las bobinas de tensión a la tensión de fase, porque no se lograría obtener el desfase de 90° entre la tensión simple de la fase donde se ha conectado la bobina amperimétrica y la tensión compuesta a la cual está sometida la bobina de tensión.

1.12.3. Medición de potencia reactiva trifásica mediante varímetros

1.12.3.1. Método de los tres varímetros

Figura 19. Esquema de conexión de tres vatímetros para medir potencia reactiva trifásica



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.69

$$Q_{3\phi} = V_{R-N} * I_R * \text{sen}\varphi_R + V_{S-N} * I_S * \text{sen}\varphi_S + V_{T-N} * I_T * \text{sen}\varphi_T$$

V_{R-N} : Voltaje de la fase R con respecto al neutro N

V_{S-N} : Voltaje de la fase S con respecto al neutro N

V_{T-N} : Voltaje de la fase T con respecto al neutro N

$\text{Sen}\varphi_R, \text{Sen}\varphi_S, \text{Sen}\varphi_T$: Factor de potencia reactivo de cada una de las fases del circuito. I_R, I_S, I_T Es la corriente de cada una de las fases del circuito.

$$Q_{3\phi} = Q_{VAR_R} + Q_{VAR_S} + Q_{VAR_T}$$

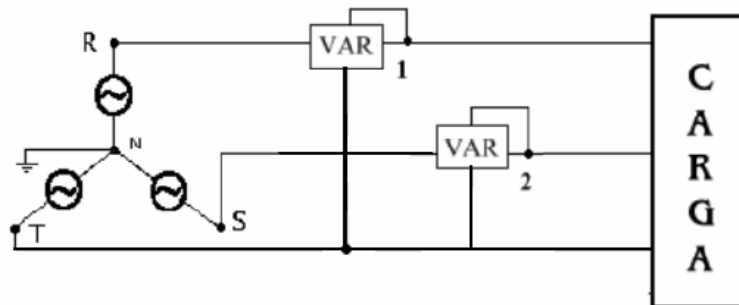
Donde

$PVAR_R, PVAR_S, PVAR_T$. Potencia medida por cada uno de los varímetros en cada una de las fases del circuito.

El método es para sistemas tetrafilares o con neutro artificial y no importa si el sistema es simétrico y/o equilibrado.

1.12.3.2. Método de los dos varímetros

Figura 20. Esquema de conexión de dos vatímetros para medir potencia reactiva trifásica



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.72

$$Q_{3\phi} = V_{R-T} * I_R * \text{sen}(\overline{V_{R-T}} * \overline{I_R}) + V_{S-T} * I_S * \text{sen}(\overline{V_{S-T}} * \overline{I_S})$$

$$Q_{3\phi} = Q_{VAR(R-T)} + Q_{VAR(S-T)}$$

Donde:

$Q_{VAR(R-T)}$, $Q_{VAR(S-T)}$, Potencia medida por cada uno de los varímetros en las fases R con respecto a T y S con respecto a T. El método se usa en sistemas trifilares, y tampoco importa si el sistema es equilibrado

1.13. Valor del coseno ϕ

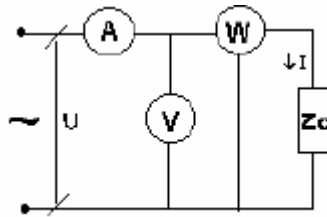
Sabemos que el factor de potencia puede ser calculado cuando las potencias activa y reactiva son conocidas. Este método puede también aplicarse para calcular el factor de potencia de la energía consumida durante un cierto periodo de tiempo. Usando medidores de potencia activa y reactiva y un reloj, es posible determinar la energía consumida durante un periodo determinado de tiempo y así calcular el factor de potencia. $\text{Cos}\phi$ durante este tiempo es necesario considerar la relación entre las revoluciones del disco medidor por unidad de energía usada.

1.14. Medición del coseno ϕ

1.14.1. Medición en circuitos de una sola fase

El método más simple es medir la potencia (usando un Watímetro) y la corriente y el voltaje. (Ver figura 21).

Figura 21. Medición del $\cos \phi$ en un circuito de una sola fase



Entonces tenemos $\cos \phi$ es igual a:

$$\cos \phi = \frac{P_W}{V * I} = \frac{P}{V * I} = \frac{P}{S}$$

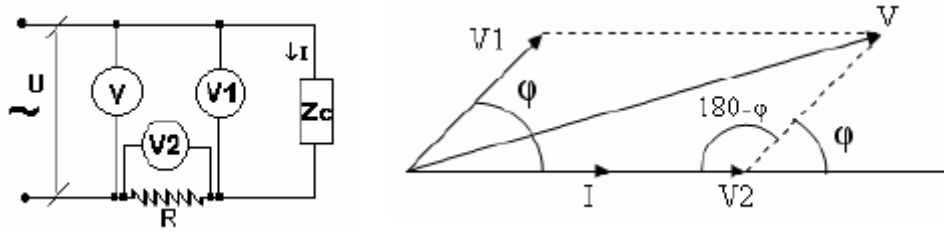
- Otro método es usar un medidor de fase tipo Brüger. Este es un dispositivo con dos armazones cruzados y sin acción de resorte para el indicador. El punto, asumirá una posición arbitraria (medidor) es su posición de descanso.

El principio de operación del medidor Brüger es el siguiente: Consiste en dos embobinados B_1 y B_2 fijos a través de los cuales fluye la corriente total. El flujo así creado afectará los dos embobinados móviles los cuales están montados perpendicularmente uno del otro.

El primero se alimenta a través de un circuito resistivo y el segundo a través de un circuito inductivo. Ambos están conectados al voltaje de la red, B_1 y B_2 crean un flujo en base con la corriente, B_3 un flujo en base con el voltaje y B_4 un flujo retrasado del voltaje en 90° . En equilibrio, la posición del brazo es una función del ángulo entre la corriente y el voltaje, por ejemplo la escala de ϕ es graduada en el $\cos \phi$. Debe tenerse en cuenta y aclararse que la lectura es válida sólo para una cierta frecuencia.

Otro método para medir el coseno ϕ es utilizando tres voltímetros:

Figura 22. Esquema de conexión y diagrama fasorial para medir el factor de potencia utilizando tres voltímetros



Considerando una carga inductiva, la intensidad de I atrasa un ángulo ϕ , respecto de la tensión V_1 . Por otra parte la resistencia R es no inductiva, por lo tanto, la intensidad I está en fase con la tensión V_2 . Además la lectura del voltímetro V es la suma vectorial de V_1 y V_2 aplicando el teorema del coseno:

$$V^2 = V_2^2 + V_1^2 - 2 * V_1 * V_2 * \cos(180 - \phi)$$

$$\cos(180 - \phi) = -\cos(\phi)$$

$$V^2 = V_2^2 + V_1^2 + 2 * V_1 * V_2 * \cos(\phi)$$

$$\cos \phi = \frac{V^2 - V_2^2 - V_1^2}{2 * V_1 * V_2}$$

Como podemos observar es fácil obtener el valor del coseno ϕ contando con las lecturas de los voltímetros, este método se utiliza para obtener la potencia activa de una sistema monofásico, cuando la potencia es pequeña y por consiguiente la intensidad (alrededor de los 15 mA) de este modo los errores producidos en los instrumentos son infinitos.

$$P = V_1 * I_1 * \cos \phi$$

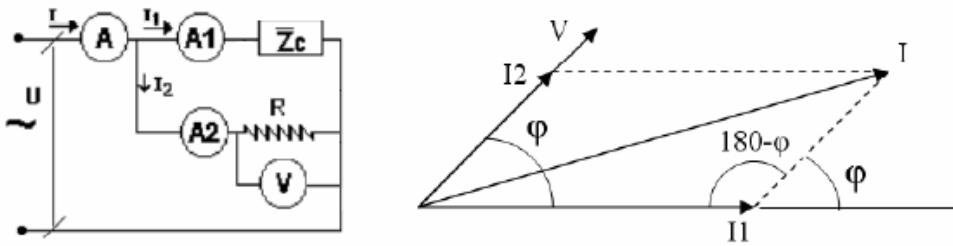
$$P = V_1 * I_1 * \left[\frac{V^2 - V_2^2 - V_1^2}{2 * V_1 * V_2} \right] = I_1 * \left[\frac{V^2 - V_2^2 - V_1^2}{2 * V_2} \right]$$

$$V_2 = R * I_1 \Rightarrow P = I_1 * \left[\frac{V^2 - V_2^2 - V_1^2}{2 * R * I_1} \right]$$

$$V_2 = \left[\frac{V^2 - V_2^2 - V_1^2}{2 * R * I_1} \right]$$

Otro de los métodos utilizados es el de los tres amperímetros.

Figura 23. Esquema de conexión y diagrama fasorial para medir el factor de potencia utilizando tres amperímetros



$$I^2 = I_2^2 + I_1^2 - 2 * I_1 * I_2 * \cos(180 - \varphi)$$

$$\cos(180 - \varphi) = -\cos(\varphi)$$

$$I^2 = I_2^2 + I_1^2 + 2 * I_1 * I_2 * \cos(\varphi)$$

$$\cos \varphi = \frac{I^2 - I_2^2 - I_1^2}{2 * I_1 * I_2}$$

$$P = V_1 * I_1 * \cos \varphi$$

$$P = V_1 * I_1 * \left[\frac{I^2 - I_2^2 - I_1^2}{2 * I_1 * I_2} \right] = V_1 * \left[\frac{I^2 - I_2^2 - I_1^2}{2 * I_2} \right]$$

$$V_1 = R * I_2 \Rightarrow I_2 = \frac{V_1}{R}$$

$$P = V_1 * \left[\frac{I^2 - I_2^2 - I_1^2}{2 * \frac{V_1}{R}} \right]$$

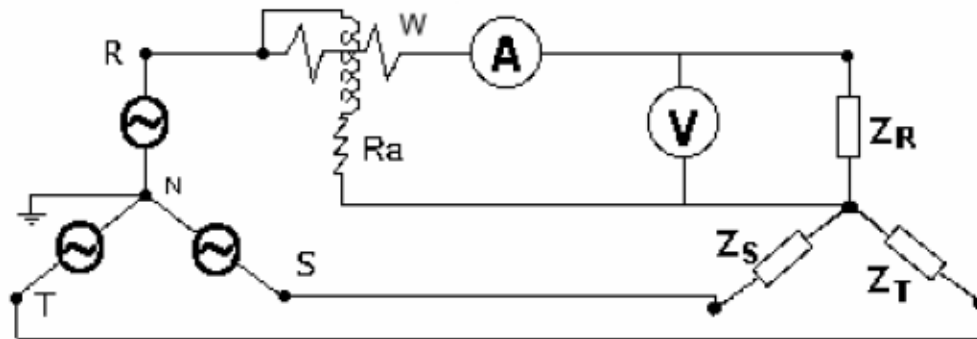
$$P = R * \left[\frac{I^2 - I_2^2 - I_1^2}{2} \right]$$

A los efectos de construir el diagrama vectorial se supone la carga de tipo resistiva-inductiva, por ello I_1 está retrasada con respecto de V , un ángulo ϕ cuyo coseno hemos determinado. La resistencia auxiliar R es de tipo no inductiva y de valor conocido, con el cual podemos calcular la potencia activa. Como vemos el valor del coseno ϕ queda determinado por la ecuación en función de las lecturas de los amperímetros.

1.14.2. Medición en un circuito trifásico simétrico y equilibrado

Utilizando un amperímetro, un voltímetro y un vatímetro:

Figura 24. Diagrama eléctrico de conexión



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.80

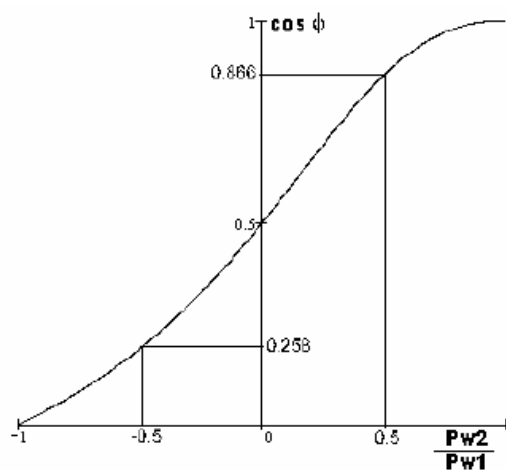
Cuando el sistema es simétrico y equilibrado, el desfase entre la tensión y corriente es el mismo para cada fase, por lo cual el factor de potencia trifásico coincidirá con el factor de potencia en cada una de las fases. Este valor se determina con un vatímetro, un voltímetro y un amperímetro, que medirán la potencia de una fase, la tensión de una fase y la corriente de la fase respectiva. El método de Aron también es utilizado para conocer el factor de potencia. Partiendo de dos lecturas W_1 y W_2 se puede determinar el factor de potencia, haciendo el cociente de la lectura menor y la mayor.

$$\left| \frac{W_1}{W_2} \right| \text{ Para cargas inductivas}$$

$$\left| \frac{W_2}{W_1} \right| \text{ Para cargas capacitivas}$$

Figura 25. Valores del ángulo ϕ y la relación W_1 y W_2

ϕ	$\cos \phi$	$\frac{W_2}{W_1}$
0°	1	1
30°	0,866	0,5
60°	0,5	0
90°	0	-1



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.85

De la curva podemos obtener para cualquier relación de $\frac{W_2}{W_1}$ el factor de potencia, se puede construir ésta tabla de otro modo utilizando la siguiente formula, para graficar la curva de $\cos \varphi = f\left[\frac{P_{W_2}}{P_{W_1}}\right]$.

$$\cos \varphi = \frac{1+x}{2 * \sqrt{x^2 - x + 1}}$$

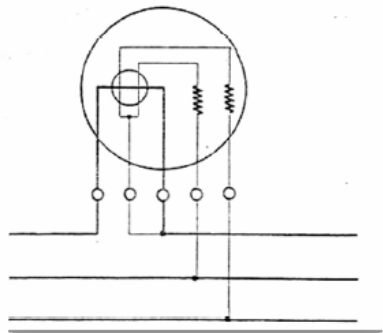
Donde x es igual a:

$$x = \frac{W_{menor}}{W_{mayor}} = \frac{W_2}{W_1}$$

1.14.3. Medición en un circuito trifásico simétrico y desequilibrado

Cuando las cargas están repartidas desigualmente entre las fases, habrá que obtener el factor de potencia por cada fase y luego calcular el valor promedio de las tres fases, obteniendo de esta manera el valor medio del Coseno φ trifásico.

Figura 26. Diagrama de un medidor de potencia reactiva



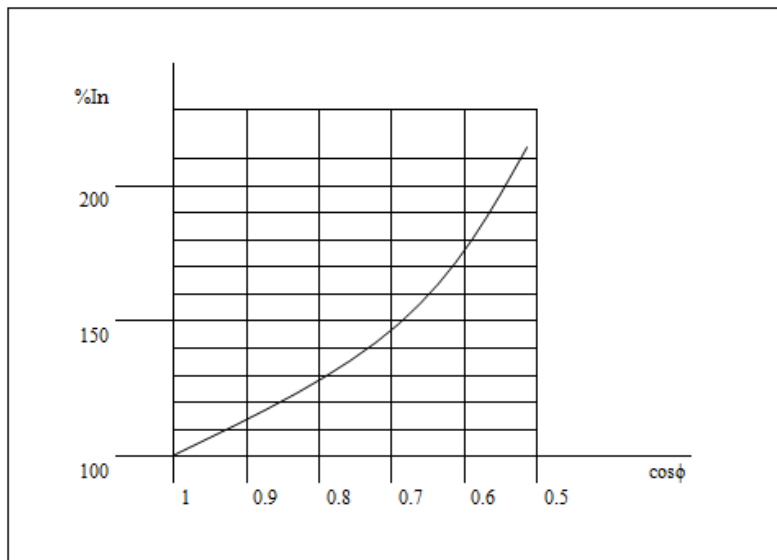
Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.89

1.15. Problemas con un factor de potencia bajo

1.15.1. Diagrama de corriente

Una carga que consuma la mayor potencia reactiva y el factor de potencia más bajo es el fenómeno eléctrico que puede suceder en condiciones estables. Para una potencia consumida constante, el factor de potencia más bajo, la potencia aparente será más alta y así también más alta la cantidad de corriente en la red. Con un factor de potencia igual a 0.5, la cantidad de corriente por la carga será dos veces la corriente útil. Con un factor de potencia de 0.9 la cantidad de corriente será 10% más alta que la corriente útil. Para una potencia constante, la cantidad de corriente de la red se incrementará en la medida en que el factor de potencia disminuya. Esto significa que los transformadores y cables de distribución estarán sobrecargados y que las pérdidas en ellos se incrementarán (en proporción al cuadrado de la corriente). Esto por supuesto es real en todos los puntos de la red.

Figura 27. La corriente nominal es afectada por el $\cos \phi$



1.15.2. Otros problemas

Hemos visto la considerable influencia que el factor de potencia tiene sobre el valor de la corriente demandada en el sistema. Esas instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1, afectan a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión, además, tiene una serie de consecuencias en la medida que el factor de potencia disminuye, estas consecuencias serán tratadas más adelante.

Surge una pregunta: ¿Por qué existe un bajo factor de potencia?

La potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos, es necesaria para producir el flujo electromagnético que pone en funcionamiento elementos tales como: motores, transformadores, lámparas fluorescentes, equipos de refrigeración y otros similares. Cuando la cantidad de estos equipos es apreciable los requerimientos de potencia reactiva también se hacen significativos, lo cual produce una disminución exagerada del factor de potencia. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Un gran número de motores
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado
- Una sub-utilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria
- Un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos de la industria

Cargas puramente resistivas, tales como alumbrado incandescente, resistencias de calentamiento, etc. no causan este tipo de problema ya que no necesitan de la corriente reactiva. Los problemas que se presentan por bajo factor de potencia son:

1.15.2.1. Incrementos de las pérdidas por Efecto Joule

La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión $I^2 * R$ donde I es la corriente total y R es la resistencia eléctrica de los equipos (bobinados de los generadores y transformadores, conductores de los circuitos de distribución, etc....), las pérdidas por Efecto Joule se manifestarán en:

- Calentamiento de cables
- Calentamiento de los embobinados de los transformadores de distribución
- Disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección

Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores que, además de reducir la vida útil de los equipos puede provocar corto circuitos.

1.15.2.2. Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución

El exceso de corriente debido a un bajo factor de potencia, ocasiona que los generadores, transformadores, y líneas de distribución, trabajen con cierta sobrecarga y reduzca su vida útil, debido a que estos equipos, se diseñan para un cierto valor de corriente y para no dañarlos, se deben operar sin que éste se rebase.

1.15.2.3. Aumento de la caída de tensión

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencias entre las tensiones de origen y la que lo canaliza, resultando en un insuficiente suministro de

potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.), estas cargas sufren una reducción de su potencia de salida. Esta caída de voltaje afecta a:

- Los embobinados de los transformadores de distribución
- Los cables de alimentación
- Sistemas de protección y control

1.15.2.4. Incremento en la facturación eléctrica

Debido a que un factor de potencia bajo implica pérdidas de energía en la red eléctrica, el productor y el distribuidor de energía eléctrica se ven en la necesidad de penalizar al usuario haciendo que pague más por la energía eléctrica que utiliza. Haciendo una clasificación de los problemas que se presentan al usuario (industrial) y a la empresa distribuidora de energía por un bajo factor de potencia tenemos:

Al usuario (industrial)

- Aumento de la intensidad de corriente
- Pérdidas en los conductores y fuertes caídas de tensión
- Incrementos de potencia de las plantas, transformadores, reducción de su vida útil y reducción de la capacidad de conducción de los conductores
- La temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida de su aislamiento
- Aumentos en la factura por consumo de energía eléctrica

A la empresa distribuidora de energía

- Mayor inversión en los equipos de generación, ya que su capacidad en KVA debe ser mayor, para poder entregar esa energía reactiva adicional

- Mayores capacidades en líneas de transmisión y distribución así como en transformadores para el transporte y transformación de esta energía reactiva. Elevadas caídas de tensión y baja regulación de voltaje, lo cual puede afectar la estabilidad de la red eléctrica
- Una forma de que las empresas de electricidad a nivel nacional e internacional hagan reflexionar a las industrias sobre la conveniencia de generar o controlar su consumo de energía reactiva ha sido a través de un cargo por demanda, facturado en Q. /KVA, es decir cobrándole por capacidad suministrada en KVA, factor donde se incluye el consumo de los KVAR que se entregan a la industria

Una forma de que las empresas de electricidad a nivel nacional e internacional hagan reflexionar a las industrias sobre la conveniencia de generar o controlar su consumo de energía reactiva ha sido a través de un cargo por demanda, facturado en \$. /KVA, es decir cobrándole por capacidad suministrada en KVA. Factor donde se incluye el consumo de los KVAR que se entregan a la industria. Mejorar el factor de potencia resulta práctico y económico, por medio de la instalación de condensadores eléctricos estáticos, o utilizando motores sincrónicos disponibles en la industria (algo menos económico si no se dispone de ellos)

1.15.3. Pérdidas en cables

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

Para un cable dado, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente. Para mejorar el factor de potencia de un valor inicial $\text{Cos}\phi_1$ a un valor final $\text{Cos}\phi_2$ las pérdidas $I^2 * R$ en watts pueden ser reducidas por un factor:

$$K = \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right] * 100 \text{ Valor en \%}$$

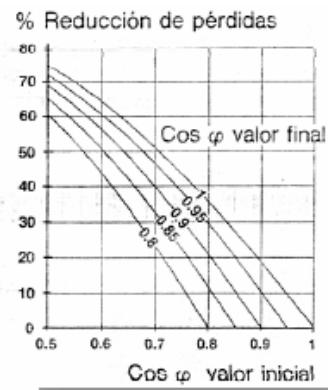
Donde:

$\cos \varphi_1$: es el factor de potencia inicial

$\cos \varphi_2$: es el factor de potencia final

Vemos que una mejora del $\cos \varphi$ de 0.6 a 0.8 reduce las pérdidas en 44% y una mejora de 0.6 a 1.0 resultará en una reducción del 64%. Aunque esos factores sean bien conocidos, poca atención es dada para las posibles mejoras en economía. En la figura 1.36 muestra el porcentaje de reducción de pérdidas cuando el valor del $\cos \varphi$ es corregido.

Figura 28. Pérdidas en cables



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.100

El cálculo económico es tan simple como podemos darnos cuenta en el siguiente ejemplo: Supongamos que tenemos una instalación que alimenta a un grupo de bombas. El motor está clasificado en 37Kw a 380V y tiene un $\cos \varphi = 0.72$. El cable alimentador es de tipo aéreo de 35 mm^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?

1.15.3.1. Determinación de la corriente de fase

$$\cos \varphi = 0.72 \Rightarrow I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{37000}{\sqrt{3} * 380 * 0.72} = 78.07 A$$

$$\cos \varphi = 0.95 \Rightarrow I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{37000}{\sqrt{3} * 380 * 0.95} = 59.17 A$$

1.15.3.2. Pérdidas térmicas

$$\cos \phi = 0.72$$

$$P = 3 * R * I^2 = 3 * 0.09 * (78.07)^2 = 1645.93 W$$

$$\cos \phi = 0.95$$

$$P = 3 * R * I^2 = 3 * 0.09 * (59.17)^2 = 945.43 W$$

La diferencia entre las dos pérdidas térmicas da como resultado 700.5 W.

1.15.3.3. Diferencia en consumo anual de energía

$$\frac{703 * 480 * 12}{1000} = 4050 KWh$$

Este ahorro representa el 2% de la cantidad consumida, solamente por rubro mínimo de pérdidas de cable.

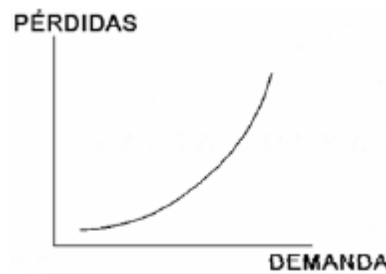
$$\frac{703 * 100}{37000} \approx 2\%$$

1.15.4. Pérdidas en transformadores

1.15.4.1. Pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga)

Son pérdidas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente (ver figura 37). Estas pérdidas ocurren por disipación térmica de potencia producida por el paso de una corriente a través de un conductor.

Figura 29. Pérdidas del sistema en función de la carga



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.104

$$P = I^2 * R$$

Donde:

P: Pérdidas en los elementos del sistema (W)

I: Corriente que circula por el elemento (A)

R: Resistencia del elemento (OHM)

Donde, I depende de la demanda de energía del sistema y R de la resistividad del conductor, la topología del sistema, las longitudes de las líneas de transmisión y redes de distribución y la temperatura ambiente.

1.15.4.2. Pérdidas cuyo valor es prácticamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío)

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la demanda, (se presentan en los transformadores y maquinas eléctricas, se deben a la corriente Foucault y ciclos de histéresis). Debido a que los sistemas eléctricos de las máquinas y transformadores funcionan con pocas fluctuaciones de tensión, es posible considerar las pérdidas en vacío constantes. Si se quiere mayor exactitud se tiene:

$$P_1' = P * \left(\frac{V}{V'} \right)$$

$$P_1 = V_e / R_w$$

Donde:

P_1' : Pérdidas en vacío (W) a un valor de tensión V' (V)

V' : Valor de tensión al cual se desea conocer la pérdida (v)

Si se dispone de la información de las pérdidas a potencia nominal, el valor de pérdidas para otra condición de carga se encuentra como:

$$P_L^j = P_L^i * \left(\frac{S^j}{S^i} \right)^2$$

Donde:

P_L^j : Pérdidas en el cobre (W) para una carga S_j (VA)

P_L^i : Pérdidas en el cobre (W) para una carga S_i (VA)

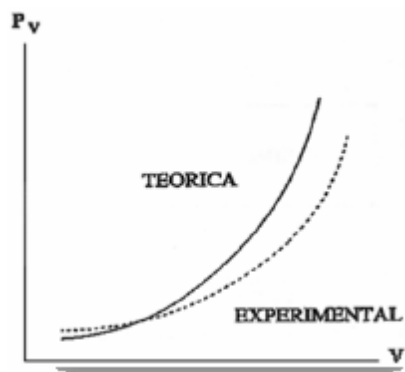
En los sistemas eléctricos los valores de tensión, en general, están cerca del valor nominal y su variación es relativamente pequeña ($\approx 2 - 5\%$); por esta razón las pérdidas en el hierro se consideran constantes en primera aproximación. Si se desea mayor exactitud se puede recurrir a graficas como la figura 38, que muestran la variación de las pérdidas en el hierro como una función de la tensión, o en su defecto se puede utilizar la relación:

$$P_L^{jv} = P_L^{iv} * \left(\frac{V^j}{V^i} \right)^2$$

P_L^{jv} : Pérdidas en el cobre (W) para una carga V^j (V)

P_L^{iv} : Pérdidas en el cobre (W) para una carga V^i (V)

Figura 30. Pérdidas en vacío en un transformador, en función de la tensión aplicada



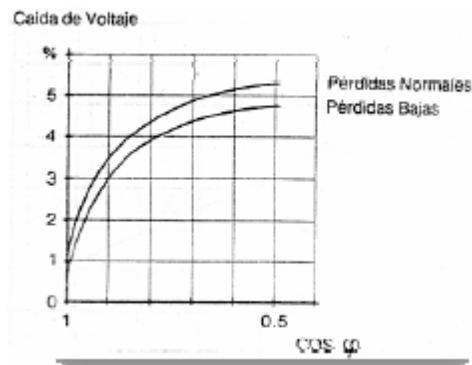
Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.110

1.15.4.3. Caída de voltaje en transformadores

Un transformador tiene una resistencia primaria, una resistencia secundaria y una inductancia (de fuga) sobre el primario y sobre el secundario. Esto puedes ser estudiando usando el diagrama de Kapp, el cual muestra que con carga el transformador tendrá una

caída de voltaje en su lado secundario. En la práctica una prueba de corto circuito es hecha, en esa prueba se determina el valor del voltaje primario (expresado como un porcentaje del voltaje nominal), necesario para dar la corriente nominal sobre el lado secundario cortocircuitado. Este valor puede variar dependiendo del tipo de transformador entre 2% y 12%. Esto está generalmente alrededor del 5% para transformadores de distribución. El voltaje de corto-circuito es usado para determinar el valor relativo de la caída de voltaje resistivo (ΔV_r) y la caída de voltaje inductivo (ΔV_s). En la práctica la caída de voltaje relativo (en %) es siempre más pequeña que el voltaje de corto circuito. Esta caída de voltaje está directamente relacionada con la corriente. También varía, asumiendo corrientes constantes con el factor de potencia, con el factor de potencia bajo, la caída de voltaje es más alta, si el circuito es capacitivo, el voltaje de salida del transformador se incrementará. Lo anteriormente expuesto lo podemos ver en la figura 31.

Figura 31. Caída De Voltaje En Los Transformadores



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.116

Tenemos aproximadamente:

$$\Delta v = \Delta V_r * \text{Cos}\phi + \Delta V_s * \text{Sen}\phi$$

La gráfica superior es dibujada para transformar con pérdidas normale

$$\Delta V_r = 1.5\%$$

$$\Delta V_s = 5.3\%$$

$$25/0.38 \text{ KV}$$

Supongamos un transformador de 25/0.38 KV de 1000 KVA con un voltaje de corto circuito de 5%. Como será el voltaje sin carga si el transformador está conectado con un solo capacitor de 150 KVAR.

Tenemos $\cos \phi = 0$ capacitivo, significa que $\text{Sen} \phi = -1$

$\Delta V = 5\%$ de la corriente nominal

Ejemplo $\Delta V = 5 * 0.15 = 0.75\%$ para la carga mencionada

En donde $V = 380 * 1.0075 = 383 \text{ V}$

Es de nuestro interés mantener, en la salida del transformador un factor de potencia tan cercano a la unidad como sea posible. En el caso sin carga, e incremento de voltaje causado por el capacitor es el mismo.

1.15.5. Caída de voltaje y capacidad máxima de cables

Una línea de transmisión está eléctricamente construida de una resistencia y una inductancia en serie (cerca de 0.4 a 0.9 μH por metro). La caída de voltaje en tal línea de transmisión a través de la cual una corriente con ángulo de fase ϕ fluye, es dada a una primera aproximación por:

$$\Delta V = I * (R * \cos \phi + \omega L \text{Sen} \phi)$$

Para una red trifásica en donde la caída de voltaje máxima permitida en $n\%$, la potencia máxima que puede ser transmitida es

$$P = \sqrt{3} * V_L * I_L * \cos \phi$$

$$\Delta V = \frac{n * V}{\sqrt{3}}$$

Lo cual da:

$$P = \frac{n * V^2}{R + w * L + \tan \varphi}$$

En la práctica, el valor n está entre 5 y 10%. Iniciando de $\text{Cos}\varphi = 0.4$ la capacidad de la línea aumenta casi linealmente hasta el valor de $\text{Cos}\varphi = 0.8$, de ahí aumenta aún más rápidamente. Como puede notarse, la potencia transmitida para una caída de voltaje dada, puede ser doblada, cuando mejoremos el $\text{Cos}\varphi$ de 0.65 a 1.00.

1.15.6. Potencia aparente útil en un transformador

La que puede ser liberada de un transformador esta expresada en KVA, donde la potencia máxima corresponde, en un voltaje dado a la corriente máxima. Esta es la máxima potencia aparente que un transformador puede entregar. Pero el requerimiento es para potencia activa, un transformador es entonces mucho mejor utilizado cuando el factor de potencia de la carga está cercano a la unidad

La potencia aparente extra aprovechable mientras se mantiene la potencia activa puede ser expresada por:

$$KVA = KW * \left(\frac{1}{\cos \varphi_1} - \frac{1}{\cos \varphi_2} \right)$$

Lo cual nos da en forma gráfica y en KW de carga la potencia aparente recuperada. Un transformador de 400 KVA, con una carga de 200 KW con un factor de potencia $\text{Cos}\varphi = 0.5$, está cargado a su máximo. Si el factor de potencia puede ser mejorado a 0.8, otros 150 KVA serán aprovechables. Y si el factor de potencia puede ser mejorado en otro paso hasta 1.00 otros 150KVA se aprovecharán. Esto muestra qué tan importantes mantener el factor de potencia en la salida del transformador tan cercano a la unidad como sea posible.

1.16. Costo de la energía

En resumen, para proporcionar la potencia reactiva en cables principales y a través de transformadores de alto voltaje, la compañía de electricidad debe también generar su potencia reactiva en sus máquinas. Esto significa que las máquinas deben ser sobre dimensionadas o que los capacitores de potencia para alto voltaje deben ser instalados. Es por esta razón que las compañías de electricidad cargan tarifas más altas cuando el factor de potencia es bajo.

Existen varios sistemas:

1.16.1. Conociendo la energía reactiva

El medidor instalado en el inmueble del usuario indica:

- La energía activa usada (KWh)
- La energía reactiva usada (KVARh)

De lo que se deduce:

$$\cos \varphi = \frac{KWh}{\sqrt{(KWh)^2 + (KVARh)^2}}$$
$$\tan \varphi = \frac{KVARh}{KWh}$$

Donde:

KWh: es la potencia activa consumida tomada de la lectura del medidor

KVARh: es la potencia reactiva consumida tomada de la lectura del medidor

Algunos países se refieren al valor de $\cos \phi$ otros al valor \tan para penalizar con cantidades, si $\cos \phi$ es menor que incierto valor, una bonificación es dada algunas veces

se el $\text{Cos}\phi$ excede a un valor dado. Normalmente 0.9, esto nos quiere decir que entre más bajo sea el factor de potencia el usuario tiene que pagar más por cada KWh usado.

1.16.2. Conociendo la potencia

El sistema instalado en el inmueble del usuario comprende:

- Medición de la energía activa usada (KWh)
- Medición de la potencia aparente (KVA)

Es necesario conocer el período durante el cual la fábrica está en operación, a fin de determinar el $\text{Cos}\phi$, el cual está hecho para referencia en las fórmulas precedentes.

Ejemplo de cálculo:

La cantidad mensual indica

Consumo: 28400 KWh

Potencia aparente: 199 KVA

Si la fábrica está trabajando 168 horas por mes la energía aparente es calculada:

$$199 * 168 = 33430 \text{ KVARh}$$

Lo cual nos da:

$$\text{Cos}\phi = 28400 / 33430 = 0.85$$

Para el mismo consumo (KWh), el más bajo $\text{Cos}\phi$, la más alta potencia aparente. El más alto $\text{Cos}\phi$, es más alto cargo por KWh por razón de la potencia consumida.

Por ejemplo: para un valor de potencia real de 200 KW y un $\text{Cos}\phi = 0.7$, la potencia aparente será $200 * 1.43 = 286 \text{ KVA}$ y para la potencia reactiva será $200 * 1.02 = 204 \text{ KVAR}$.

2 BANCO AUTOMÁTICO DE CAPACITORES

La potencia reactiva requerida (capacitiva) no es completamente constante durante las 24 horas del día. El requerimiento para potencia reactiva puede ser dividida en tres categorías.

- Requerimiento prácticamente constante

Este caso se aplica cuando la carga reactiva es constante. Esto es cierto considerando la compensación de la corriente de magnetización de un transformador de distribución, por ejemplo: un capacitor fijo puede ser usado.

- Requerimiento variable

Este caso puede resultar cuando la carga reactiva total varía durante el día, pero es aún demasiado pequeña para ser compensada individualmente en los objetos de carga diferentes (por razones de costo). Para este caso se debe usar un capacitor con potencia reactiva variable con la carga. Esto es un banco automático de capacitores.

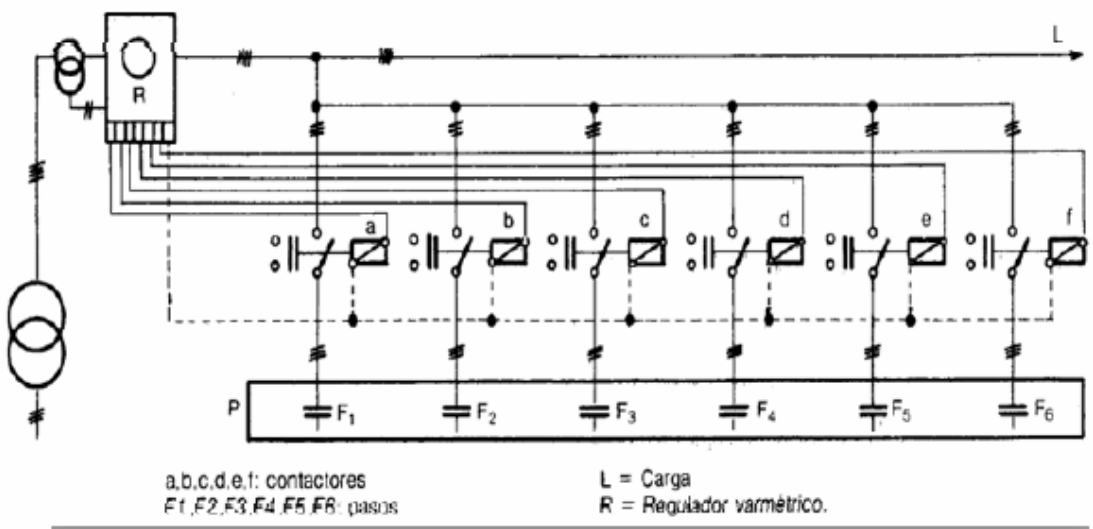
- Requerimientos instantáneos

Este caso se aplica cuando el requerimiento es significativo en tamaño y la conmutación rápida es esencial (entre 0 y 0.25 ms). Capacitores controlados por tiristores pueden ser empleados.

2.1. Principio de operación

Cada banco está construido con un cierto número de capacitores trifásicos colocados en el mismo gabinete (contenedor). Los capacitores pueden ser arreglados en grupos en paralelo y conmutados con contactores.

Figura 32. Diagrama esquemático de un banco automático de capacitores



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.125

- El número de capacitores autónomos está usualmente referido como pasos
- El número de pasos son usualmente cinco o seis
- La conmutación de los contactores y sus capacitores individuales es controlada por un regulador (vármetro)

2.2. Bancos auxiliares

Los bancos de capacitores ASEA son preparados para grandes rangos de potencia. De hecho la potencia de cada paso de capacitor puede ser doblada instalando próximo al banco principal un banco auxiliar con una superestructura conteniendo seis contactores idénticos a aquellos del banco principal. De esta manera se obtiene una conexión en cascada. Es posible multiplicar el número de bancos aún más. El principio es el mismo, por ejemplo, el contacto auxiliar de cada contactor es usado para enganchar los pasos correspondientes en las siguientes unidades auxiliares. Los bancos de capacitores auxiliares no están equipados con reguladores de var y cada uno aumenta el valor de un paso por un sexto de la potencia adicional conectada.

2.3. El regulador de var

El regulador de vares tiene 4 funciones distintas:

- a) Medir potencia reactiva requerida y controlar la conmutación (conexión y desconexión) de los diferentes pasos de los capacitores dependiendo del factor de potencia deseado

Esto es de hecho de la siguiente manera:

- Determinación del coseno φ deseado
 - Medición del coseno φ
 - Ajuste de sensibilidad
 - Control de los pasos del capacitor
 - Intervalos de conmutación entre dos pasos
- b) Desconexión en voltaje cero
 - c) Insensibilidad a las armónicas

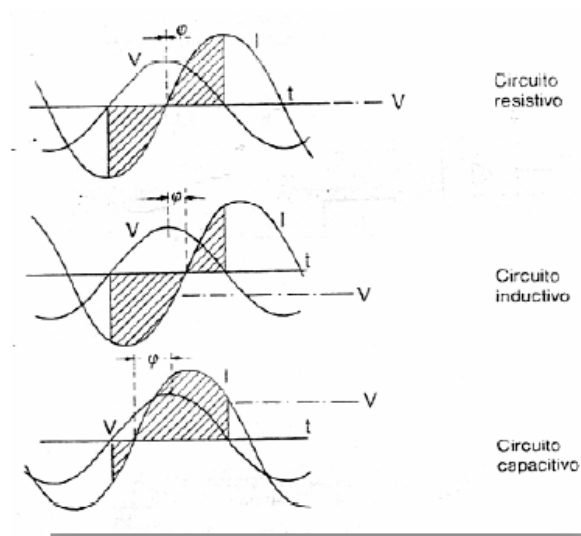
d) Señalización de pasos de conmutación

2.3.1. Medición del coseno ϕ

Las señales de corrientes y voltaje son requeridas para determinar el valor del $\text{Cos}\phi$. Si la medición de corriente es hecha en la fase R, por ejemplo, y el voltaje es medido entre las fases S y T, el voltaje resultante estará 90° fuera de fase con respecto a la fase R. Supongamos que el circuito es resistivo ($\text{cos}\phi = 1$). La corriente en R y el voltaje entre S y T esta cambiado en 90° . La secuencia de fase debe ser notada a fin de obtener una corriente retrasada del voltaje. La señal de la función del $\text{cos}\phi$. Puede ser obtenida de dos formas.

Método de integración

Figura 33. Determinación del $\text{cos}\phi$, método de integración



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.130

Determinamos el valor integral de la corriente durante una mitad de onda cuando el voltaje es positivo. Podemos ver de en la figura 33 la primera gráfica donde la

corriente está en fase con el voltaje (no olvide que tenemos cambiado el voltaje en 90°) que el valor integral es idéntico en la zona positiva y negativa, siendo el resultado cero. En las otras dos gráficas donde la corriente se retrasa (circuito inductivo) o se adelanta (circuito capacitivo), puede verse que el resultado no es más grande que cero, teniendo un valor positivo (circuito inductivo) o un valor negativo (circuito capacitivo).

Puede ser mostrado que este valor resultante es una función de:

- La corriente (la cual es el flujo de corriente principal en CT, si es provisto)
- El desfasamiento de corriente-voltaje

Método de fase

Las señales de voltaje y corriente usadas son idénticas a aquellas descritas en el método precedente. La señal de voltaje alterno es transformada en un impulso de corta duración con amplitud constante y desfasada 90° . Esta es una señal senoidal, la cual es una función de la corriente de alimentación transistor de efecto de campo. El voltaje de salida será un impulso con amplitud proporcional al valor de la corriente en ese momento, es decir:

2.3.2. Ajuste del $\cos\phi$

Este ajuste es hecho externamente por medio de un potenciómetro graduado en valores de $\cos\phi$.

Método de integración

El principio consiste en el desfasamiento de la señal de voltaje (usada para medir los valores del $\cos\phi$) en relación a su fase original la cual es hecha por medio de un

circuito RC. Cuando el valor de la resistencia es cero, el valor de voltaje de salida es igual y en fase con el voltaje de entrada. Por el incremento de del valor de la resistencia, desfasamos el voltaje de salida en relación al voltaje de entrada. Como estamos integrando la corriente en función del tiempo donde el voltaje es positivo, el valor del voltaje no tiene importancia, tan sólo la fase es la que importa. La resistencia es regulada por medio de un potenciómetro graduado en valores de $\cos \phi$.

Método de fase

También actuamos sobre el vector de voltaje, por desfasamiento (en avance o retraso) el impulso representa el voltaje, usando un circuito RC en el que la constante de tiempo ha sido cambiada.

2.3.3. Ajuste de sensibilidad (c/k)

El ajuste de (c/k) consiste en usar ya sea atenuación de corriente o amplificación de la señal de salida de la medición del $\cos\phi$.más ajuste. Determinando el valor de $\cos\phi$ deseado por medio de la fijación de la potencia reactiva tolerada para un valor de potencia deseado. En otras palabras, fijando $\cos \phi$ para una corriente activa dada por medio de la fijación de la corriente reactiva. La corriente reactiva es la diferencia entre la corriente resultante de la carga inductiva y la corriente capacitiva. En el caso de un banco automático, la corriente capacitiva aumenta por paso hasta que alcanza la resultante seleccionada. Puede verse de inmediato que es imposible obtener la corriente residual aceptable exacta, y que una tolerancia debe ser permitida. Si la tolerancia es insuficiente, hay un riesgo de bombeo, por ejemplo: una sucesión continua de conexión y desconexiones de un paso. Es evidente que el bombeo puede ser evitado si la tolerancia de sensibilidad total, excede la corriente en un paso del capacitor. En la práctica el regulador no es puesto para reaccionar a cambios muy pequeños de la carga inductiva, sino para cambios correspondientes a $2/3$ de la corriente de un paso del capacitor.

Entonces el regulador sensibiliza la corriente de capacitor medio del transformador de corriente, es importante notar el rango del transformador. El valor de la variación también llamada corriente de inicio y es designada por c/k . El valor de c/k puede ser calculado por la fórmula siguiente:

$$\frac{I_c}{k} = 0.62 * \frac{Q}{V * \sqrt{3} * k} * (10^3) \approx 360 * \frac{V}{Q * k}$$

En donde:

Q: potencia nominal de un paso del capacitor en KVAR

V: voltaje de la red en V

k: relación de transformación del transformador de corriente

El rango de las escalas del regulador varía entre 0.07 y 1

Ejemplo: supongamos que tenemos un banco de 120 KVAR/400 V, construido de 6 pasos cada uno de 20 KVAR. La corriente es medida por un transformador de corriente, con rango de 500/5, obtendremos:

$$\frac{c}{k} = 360 * \frac{20}{400 * (500/5)} = 0.18$$

Tabla I. Tabla en donde se da el valor de c/k de acuerdo a los rangos del transformador de corriente y a la potencia reactiva por paso

KVAR 230V KVAR 400 V k	6.6	10	13.3	20	26	30	40	50	60	80	100		
	10	20	30	40	50	60	80	100	120	160	200		
50/5 10	1	0.90											
100/5 20	0.52	0.45	0.78	0.90	1								
150/5 30	0.34	0.30	0.52	0.60	0.69	0.90	1						
200/5 40	0.26	0.23	0.39	0.45	0.52	0.68	0.78	0.9	1				
300/5 60	0.17	0.15	0.26	0.30	0.35	0.45	0.52	0.60	0.68	0.75	0.78	0.9	1
400/5 80	0.13	0.11	0.20	0.23	0.26	0.34	0.39	0.45	0.51	0.56	0.59	0.68	0.78
500/5 100	0.10		0.16	0.18	0.21	0.27	0.31	0.36	0.41	0.45	0.47	0.54	0.63
600/5 120			0.13	0.15	0.17	0.23	0.26	0.30	0.34	0.38	0.39	0.45	0.52
800/5 160			0.10	0.11	0.13	0.17	0.20	0.23	0.25	0.28	0.29	0.34	0.39
1000/5 200					0.10	0.14	0.16	0.18	0.20	0.23	0.25	0.27	0.31
1500/5 300						0.10	0.12	0.14	0.15	0.16	0.18	0.21	
2000/5 400								0.10	0.11	0.12	0.14	0.16	
3000/5 600													0.10

El valor de c/k es regulado tomando una parte del voltaje generado por la corriente integrada. Esto es hecho usando un potenciómetro graduado en c/k alimentado en un amplificador en paralelo con un circuito RC. El voltaje CD es la salida representa así una cierta parte de la potencia reactiva para ser compensada. Este voltaje de salida controla dos transistores uno NPN y otro PNP acoplados en paralelo. Dependiendo de la

polaridad del voltaje medio, ya que uno u otro de esos transistores serán controlados. Los LED'S (diodos emisores de luz) son conectados en los circuitos del colector del transistor. Esos diodos indicarán si la corrección a ser realizada es inductiva o capacitiva.

2.3.4. Control de pasos

La señal de salida ajustada por el potenciómetro de c/k proporciona dos indicaciones:

- Si tienen un valor suficiente controlará la operación
- Si es positivo, esta operación consiste en conectar un capacitor y viceversa

Por medio de un medidor (circuito integrado) recibiendo a señal, controla los contactores principales por medio de relevadores auxiliares integrados con el regulador de vares.

2.3.5. Secuencia de conexión

Existen tres tipos principales.

a) adición

El primer capacitor es siempre conectado tan pronto como exista una demanda, el segundo, el tercero, etc. Son conectados cuando la demanda aumenta y viceversa. Esto es representado como 1.1.1.1.1.

b) progresión

El banco incluye capacitores con valores diferentes que son múltiplos del primer paso, por ejemplo: 1-2-4 etc. El paso 1 está en la primera demanda, si la demanda aumenta, el paso 2 es conectado y el paso 1 es desconectado. Un problema puede aparecer con la conexión de un capacitor con 4 veces la unidad de potencia, pero esto puede ser reducido con una secuencia 1-2-2.

c) rotación

Los métodos precedentes sólo permiten aumentos y ciertos capacitores (por ejemplo el primero), están con mucha mayor frecuencia conectados, con respecto los otros. En un intento de restaurar el balance tendríamos:

Demanda: conecte 1

Nueva demanda: conecte 2

Reducción: desconecte (no es el 2 como en la secuencia de adición)

2.3.6. Intervalos de conmutación

El problema con los intervalos demasiado cortos entre operación de conmutación, es importante cuando c/k es calculado inadecuadamente y puede conducir al efecto previamente mencionado llamado búsqueda. Aún si los capacitores están equipados con resistencia de descarga, es necesario permitir un cierto tiempo después de la desconexión de un capacitor antes que una nueva conexión sea hecha, para permitir al capacitor descargarse a un nivel de voltaje residual bajo. El capacitor, por lo tanto, no debe ser reconectado a una carga antes que haya sido suficientemente descargado. Un cierto tiempo mínimo debe ser fijado entre la desconexión y la reconexión del paso del capacitor. Este tiempo puede ser obtenido en el contador y es típicamente alrededor de

40 segundos. Esto es suficiente para evitar sobre corrientes extras debido a la conmutación repetida del capacitor.

2.3.7. Desconexión en voltaje cero

Para evitar el problema de la auto-excitación en un motor, el capacitor debe ser desconectado cuando el voltaje es cortado. Durante un corte principal excedido en 2 periodos, el medidor es automáticamente puesto a cero. El medidor es reactivado 90 segundos después de la reenergización.

2.3.8. Armónicas

Las armónicas son más y más comunes en los sistemas de suministro principales, y es imperativo que el regulador de vares deba ser insensible a ellas. Durante una onda alterna fundamental, la integral de las armónicas pares es cero, pero la integral de las ondas armónicas impares iguala una alternancia.

Figura 34. Conexión de los diferentes pasos

paso	Salida					
	1	2	3	4	5	6
	Acoplamiento					
	1	1	1	1	1	1
1	*					
2	*	*				
3	*	*	*			
4	*	*	*	*		
5	*	*	*	*	*	
6	*	*	*	*	*	*

paso	Salida		
	1	2	3
	Acoplamiento		
	1	2	2
1	*		
2		*	
3	*	*	
4		*	*
5	*	*	*

Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.13

El regulador de vares trabajando por integración es insensible a las armónicas pares y sensibles a las armónicas impares pero con una atenuación. El regulador trabajando por examen de fase es altamente sensible a las armónicas, y debe tener un filtro de

entrada que permita el paso de la onda fundamental sin modificación y las frecuencias altas atenuadas considerablemente por ejemplo:

- $1/5$ de la *1era/2da* armónica
- $1/10$ de la *3era* armónica
- $1/20$ de la *4a* armónica

3 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Transformadores, equipos de soldar, hornos de inducción, lámparas de descarga (fluorescentes, de vapor, de mercurio, etc.), consumen potencia reactiva inductiva, como lo hacen los motores eléctricos.

Esta potencia reactiva debe ser generada en algún lugar. Esta es la razón para instalar capacitores. Los capacitores no consumen prácticamente potencia activa y pueden producir energía reactiva localmente, compensando así la potencia reactiva inductiva consumida por las máquinas antes mencionadas, individualmente o en grupos. Para una potencia activa constante, la potencia reactiva transmitida para este grupo de cargas (la carga inductiva y el capacitor) puede así ser reducida; el factor de potencia en la red ha sido mejorado o corregido. De esto surge la pregunta:

¿Por qué mejorar el factor de potencia?

Reducción del recargo de reactiva en la factura de electricidad, dicho coeficiente de recargo se aplica sobre el importe a pagar por la suma de los conceptos siguientes:

- Término de potencia (potencia contratada)
- Término de energía (energía consumida)

La fórmula que determina el coeficiente de recargo es la siguiente:

$$K_R = \frac{17}{\cos \varphi} - 21$$

Obteniéndose los coeficientes indicados en la tabla 2.

Tabla II. Tabla de valores de Kr

$\text{Cos } \varphi$	Kr
1	- 4 %
0.95	- 2.2 %
0.9	0.0 %
0.8	5.6 %
0.6	26.2 %
0.5	47.0 %

Optimización técnico-económica de la instalación, un buen factor de potencia permite optimizar técnica y económicamente una instalación. Evita el sobredimensionamiento de algunos equipos y mejora su utilización. Disminución de la sección de los cables, en la tabla 2 indica el aumento de sección de los cables motivado por un bajo $\text{Cos } \varphi$. De este modo se ve que cuanto mejor es el factor de potencia (próximo a 1). Menor será la sección de los cables.

Tabla III. Factor multiplicador de la sección de los cables en función del $\text{Cos } \varphi$

Factor multiplicador de la sección	1	1.25	1.67	2.5
$\text{Cos } \varphi$	1	0.8	0.6	0.4

Disminución de las pérdidas en las líneas, un buen factor de potencia permite también una reducción de las pérdidas en las líneas para una potencia activa constante. Las pérdidas en vatios (debidas a la resistencia de los conductores) están, efectivamente, integradas en el consumo registrado por los contadores de energía activa (Kwh.) y son proporcionales al cuadrado de la intensidad transportada. Reducción de la caída de tensión, la instalación de condensadores permite reducir, incluso eliminar, la energía reactiva transportada, y por lo tanto reducir las caídas de tensión en línea. Aumento de la potencia disponible, la instalación de condensadores aguas abajo de un transformador sobrecargado que alimenta una instalación cuyo factor de potencia es bajo, y por lo tanto malo, permite aumentar la potencia disponible en el secundario de dicho transformador. De este modo es posible ampliar una instalación sin tener que cambiar el transformador.

NOTA: Recuerde la mejora del factor de potencia optimiza el dimensionamiento de los transformadores y cables. Reduce también las pérdidas en las líneas y las caídas de tensión. Resumiendo, podemos clasificar los factores anteriormente mencionados en beneficios económicos y beneficios en los equipos cuando se hace un mejoramiento del factor de potencia entre estos podemos mencionar.

Beneficios en los equipos:

- Disminución de las pérdidas en conductores
- Reducción de las caídas de tensión
- Aumento de la disponibilidad de potencia de transformadores, líneas y generadores
- Incremento de la vida útil de las instalaciones

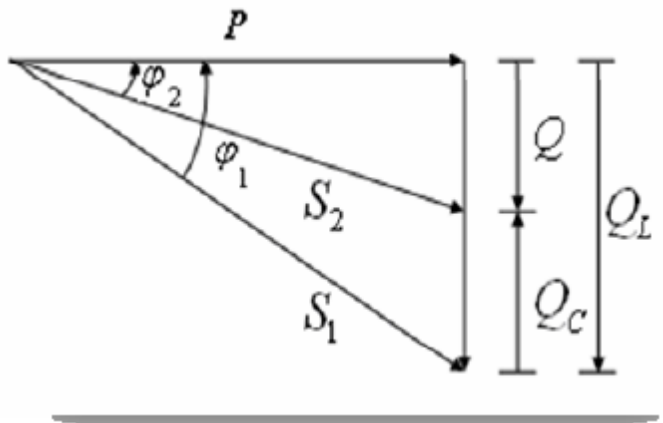
Beneficios económicos:

- Reducción de los costos por facturación eléctrica
- Eliminación del cargo por bajo factor de potencia

3.1. Principio de compensación

Las cargas inductivas requieren potencia reactiva para su funcionamiento. Esta demanda de reactivos se puede reducir e incluso anular si se colocan capacitores en paralelo con la carga. Cuando se reduce la potencia reactiva, se mejora el factor de potencia.

Figura 35. Compensación del factor de potencia



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.145

En la figura 35 se tiene que:

Q_L : es la demanda de reactivos de un motor y S la potencia aparente correspondiente.

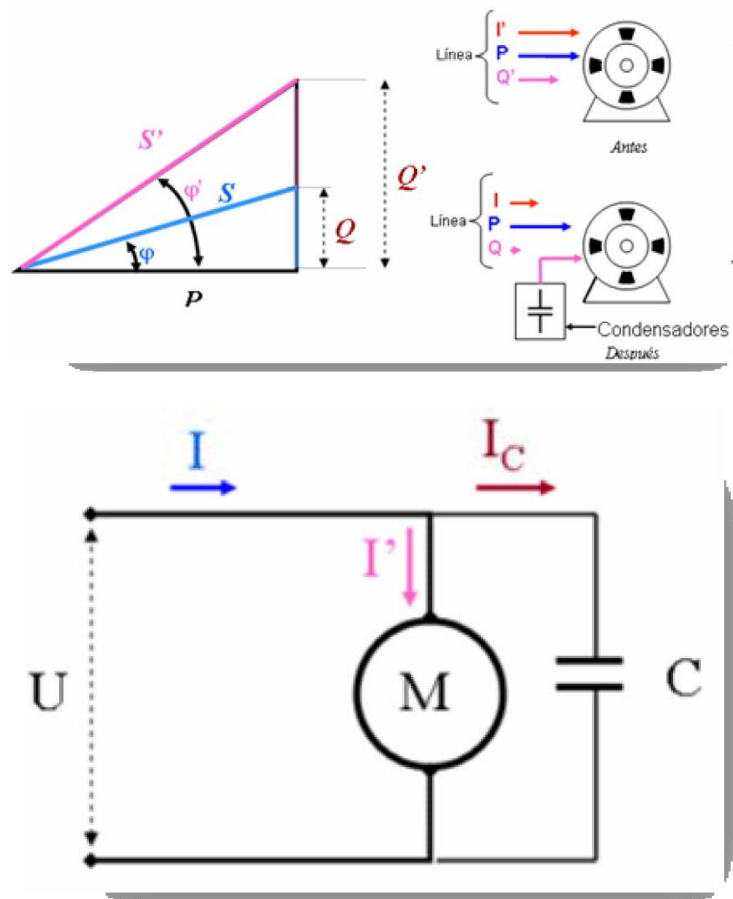
Q_C : es el suministro de reactivos del capacitor de compensación

La compensación de reactivos no afecta el consumo de potencia activa, por lo que P es constante. Como efecto del empleo de los capacitores, el valor del ángulo φ_1 se

reduce a φ_2 . La potencia aparente S_1 también disminuye, tomando el valor de S_2 . Al disminuir el valor del ángulo φ se incrementa el factor de potencia.

La Compensación del factor de potencia en un circuito monofásico: en el cual las cargas inductivas requieren potencia reactiva para su funcionamiento. Esta demanda de potencia reactiva se puede reducir e incluso anular si se colocan condensadores en paralelo con la carga. Cuando se reduce la potencia reactiva, se mejora el factor de potencia.

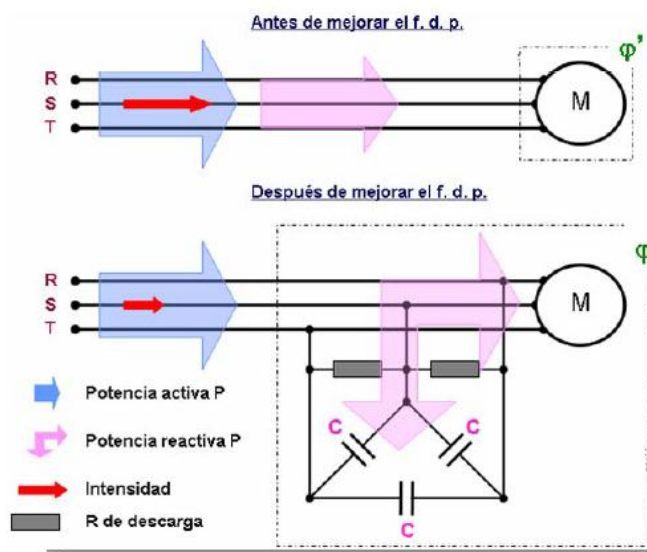
Figura 36. Compensación en un motor monofásico



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.147

La Compensación del factor de potencia en un circuito trifásico: en el cual las cargas inductivas requieren potencia reactiva para su funcionamiento. Esta demanda de potencia reactiva se puede reducir e incluso anular si se colocan condensadores en paralelo con la carga. Cuando se reduce la potencia reactiva, se mejora el factor de potencia.

Figura 37. Compensación en un motor trifásico



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.149

3.2. Determinación del valor del capacitor

Para determinar la potencia óptima del banco de condensadores, es necesario tener en cuenta los elementos siguientes:

- Facturas de electricidad antes de instalar el banco
- Facturas provisionales de electricidad después de instalar el banco de condensadores
- Gastos relativos a la compra del banco de condensadores y su instalación

Se proponen 3 métodos simplificados para el cálculo de la potencia del equipo de compensación.

3.2.1. Método simplificado

Un cálculo muy aproximado es suficiente. Consiste en considerar que el $\text{Cos}\phi$ de una instalación es en promedio de 0,8 sin compensación. Se considera que hay que subir el factor de potencia a $\text{Cos}\phi = 0,93$ para eliminar las penalizaciones y compensar las pérdidas habituales de energía reactiva de la instalación. Para subir de este modo el $\text{Cos}\phi$ en la tabla de multiplicadores de los kilowatts para corregir el factor de potencia (ver tabla 3.3) indica que, para pasar de $\text{Cos}\phi = 0,8$ a $\text{Cos}\phi = 0,93$, es necesario proporcionar 0,335 kVAR por kW de carga. La potencia del banco de condensadores a instalar (a la cabeza de la instalación). Será:

Q (kVAR) = factor de corrección (tabla de multiplicadores de los kilowatts para corregir el factor de potencia)* P (kW).

Tabla IV. Tabla de multiplicadores de los kilowatts para corregir el factor de potencia

Factor de Potencia Existente	Factor de potencia corregido					
	100%	95%	90%	85%	80%	75%
50	1.732	1.403	1.247	1.112	0.982	0.850
52	1.643	1.314	1.158	1.023	0.983	0.761
54	1.558	1.229	1.073	0.938	0.808	0.676
55	1.518	1.189	1.033	0.898	0.768	0.636
56	1.479	1.150	0.994	0.859	0.729	0.597
58	1.404	1.075	0.919	0.784	0.654	0.522
60	1.333	1.004	0.848	0.713	0.583	0.451
62	1.265	0.936	0.780	0.645	0.515	0.383
64	1.201	0.872	0.716	0.581	0.451	0.319
65	1.168	0.839	0.683	0.548	0.418	0.286
66	1.139	0.810	0.654	0.519	0.389	0.257
68	1.078	0.749	0.593	0.458	0.328	0.196
70	1.020	0.691	0.535	0.400	0.270	0.138
72	0.964	0.635	0.479	0.344	0.214	0.082
74	0.909	0.580	0.424	0.289	0.159	0.027
75	0.882	0.553	0.397	0.262	0.132	
76	0.855	0.526	0.370	0.235	0.105	
78	0.802	0.473	0.317	0.182	0.052	
80	0.750	0.421	0.265	0.130		
82	0.698	0.369	0.213	0.078		
84	0.646	0.317	0.161			
85	0.620	0.291	0.135			
86	0.594	0.265	0.109			

Esta relación permite hallar rápidamente un valor muy aproximado de la potencia de condensadores a instalar.

Ejemplo

Se desea pasar el $\text{Cos}\phi = 0,75$ de una instalación de 665 kVA a un $\text{Cos}\phi = 0,928$. La potencia activa de la instalación es $665 \times 0,75 = 500$ kW. Se lee, en la tabla de multiplicadores de los kilowatts para corregir el factor de potencia (ver anexos) en la intersección de la línea $\text{Cos}\phi = 0,75$ (antes de compensar) con la columna $\text{Cos}\phi = 0,93$ (después de compensar) que hay que instalar 0,487 KVAR por KW. Los KVAR a instalar, independientes de la tensión de la red, serán de utilizando la ecuación $500 \times 0,487$ Ó sea 244 KVAR.

3.2.2. Método basado en los datos del recibo de electricidad

Datos obtenidos del recibo

- El periodo del recibo (1 mes, 2 meses,...)
- El consumo de energía activa (Kwh.), (suma de Kwh. correspondientes a activa, punta, valle y llano)
- Consumo de energía reactiva (KVARh)

Datos obtenidos en la instalación

- Cálculo de horas efectivas de funcionamiento al mes: (Ejemplo: $h = 22\text{días} \times 9 \text{ h/día} = 189 \text{ h/mes}$)
- Cálculo según estos datos:

$$\text{COS } \varphi_{\text{inicial}} = \frac{KWh}{\sqrt{(KWh)^2 + (KVARh)^2}}$$

Potencia activa consumida en el periodo.

$$P = \frac{KWh(\text{consumo de energía activa en el periodo})}{\text{periodo recibo} * \text{horas efectivas de funcionamiento}}$$

A partir de la potencia activa, el $\text{Cos}\phi$ inicial y el $\text{Cos}\phi$ deseado, según los puntos Método simplificado o Método basado en el cálculo de potencias se podrá calculara Q necesaria.

3.2.3. Método basado en el cálculo de potencias

Datos conocidos

- Potencia activa (kW)
- $\text{Cos}\phi$ inicial
- $\text{Cos}\phi$ deseado

Cálculo

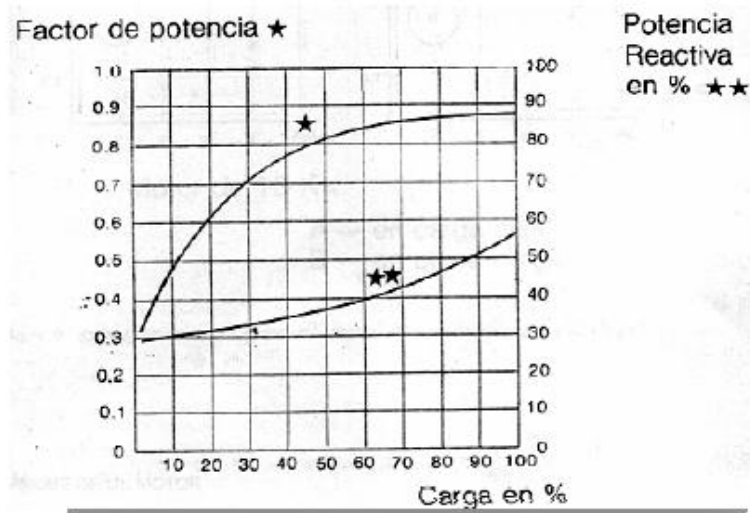
$$Q \text{ (KVAR)} = \text{Potencia activa (kW)} * (\tan\phi \text{ inicial} - \tan\phi \text{ deseada})$$

3.3. Problemas con motores

3.3.1. Factor de potencia de motores asíncronos

Además de la potencia activa, el motor asíncrono también requiere potencia reactiva para la magnetización de los bobinados. Esta potencia reactiva es prácticamente independiente de la carga del motor. Ello supone que la relación entre la potencia activa y la potencia reactiva, disminuye con la carga y que el factor de potencia también disminuye.

Figura 38. $\cos\phi$ de acuerdo a la carga



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.153

Al mismo tiempo, un aumento en la corriente de magnetización obtenido por el aumento del voltaje aplicado, conducirá a una disminución del factor de potencia, por otro lado para valor de potencia iguales, un motor operando en baja velocidad demandará una corriente de magnetización alta en relación con un motor de alta velocidad, el motor en baja velocidad tendrá, por lo tanto, un factor de potencia bajo en relación con un motor de alta velocidad.

3.3.2. Compensación central

El caso más desfavorable ocurre cuando existe un solo motor conectado a la red de alimentación. En el instante de conmutación aparece un sobre voltaje que puede ser evaluado con los diagramas dados previamente. Este voltaje cae rápidamente a cero. La velocidad del motor y la frecuencia, disminuyen. Es posible que pueda haber resonancia entre la inductancia de fuga y el capacitor en un cierto valor de esta frecuencia variable (en función de la velocidad). Un nuevo sobre voltaje aparecerá de repente, este sobre voltaje puede causar ruptura en el motor, en el capacitor, etc. En resumen esta demanda de potencia repentina bloqueará el rotor y puede conducir a un daño mecánico.

Este sobre voltaje puede ser producido considerablemente si la carga tiene un valor suficientemente alto o si existen bobinas saturadas en el circuito. Este caso de compensación general con capacitores fijos, es deseable conectar los capacitores a la salida del transformador, por ejemplo, antes del interruptor de bajo voltaje. También es posible diseñar el circuito del capacitor con un relevador de voltaje mínimo o usar bancos automáticos (que en nuestro caso tiene un relevador de voltaje cero) y los cuales serán en cualquier momento adaptables a la potencia capacitiva de acuerdo al requerimiento del sistema evitando así, la auto-excitación de los motores.

3.4. Instalación de capacitores

Veamos el caso de una pequeña fábrica que puede ser como se describe a continuación:

El propietario quiere incrementar sus beneficios instalando un capacitor, un mes después de haberlo instalado, se da cuenta de que su factor de potencia ha disminuido de 0.4 a 0.18!!!! ¿Qué ha sucedido? Durante las horas de trabajo el capacitor de 50 KVAR ciertamente ha mejorado su potencia, pero durante las horas restantes, por ejemplo, 16 horas por día ha permanecido conectado y ha ganado potencia reactiva. No olvide que algunos medidores de energía reactiva miden tanto energía capacitiva, como inductiva. La última meta en la corrección del factor de potencia es reducir o aún eliminar el costo de la energía reactiva en la lectura de la electricidad. Para hacer esto es necesario distribuir las unidades capacitoras, dependiendo de su utilización, en el lado del usuario del medidor de potencia.

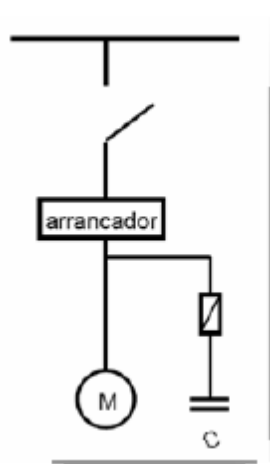
Las unidades capacitoras pueden ser instaladas en varios puntos de la red de alimentación de una planta. Cuatro tipos de instalaciones principales pueden distinguirse:

- Compensación individual
- Compensación en grupo
- Compensación central
- Compensación combinada

3.4.1. Compensación individual

La compensación individual se refiere a que cada consumidor de potencia inductiva se le asigna un capacitor que suministre potencia reactiva para su compensación. La compensación individual es empleada principalmente en equipos que tienen una operación continua y cuyo consumo inductivo es representativo.

Figura 39. Diagrama de compensación individual

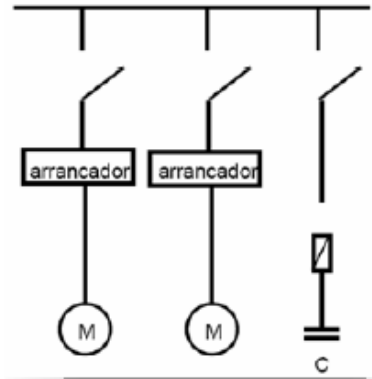


Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.156

3.4.2. Compensación en grupo

Es aconsejable compensar la potencia inductiva de un grupo de cargas, cuando éstas se conectan simultáneamente y demandan potencia reactiva constante, o bien cuando se tienen diversos grupos de cargas situados en puntos distintos.

Figura 40. Diagrama de compensación en grupo

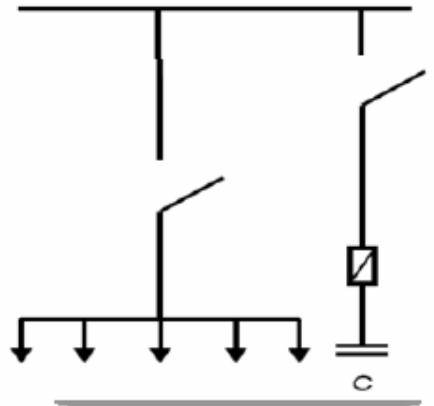


Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.160

3.4.3. Compensación central

Este tipo de compensación ofrece una solución generalizada para corregir el factor de potencia ya que la potencia total del banco de capacitores se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de energía, los cuales, suministran la potencia reactiva demandada por diversos equipos con diferentes potencias y tiempos de operación. La potencia total del banco de capacitores se divide en varios bloques que están conectados a un regulador automático de energía reactiva, que conecta y desconecta los bloques que sean necesarios para obtener el factor de potencia previamente programado en dicho regulador.

Figura 41. Diagrama de compensación central

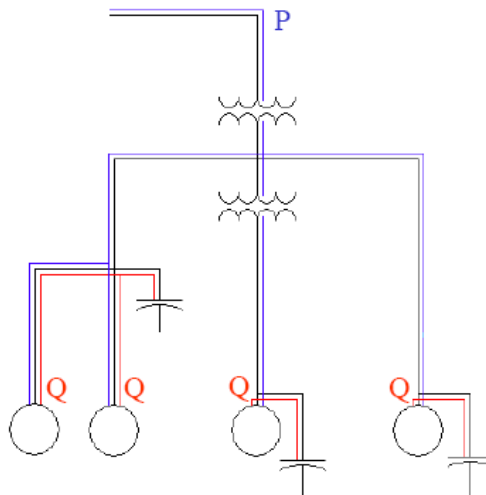


Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.163

3.4.4. Compensación combinada

Este tipo de compensación es aquella en la cual se utilizan dos o más de las expuestas anteriormente, es decir, compensación individual, compensación central o compensación en grupo.

Figura 42. Diagrama de compensación combinada



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.164

3.4.5. Localización de capacitores

Para la instalación de los capacitores deberán tomarse en cuenta diversos factores que influyen en su ubicación como lo son: La variación y distribución de cargas, el factor de carga, tipo de motores, uniformidad en la distribución de la carga, la disposición y longitud de los circuitos y la naturaleza del voltaje. Se puede hacer una corrección del grupo de cargas conectando en los transformadores primarios y secundarios de la planta, por ejemplo, en un dispositivo principal de distribución o en una barra conductora de control de motores. La corrección de grupo es necesaria cuando las cargas cambian radicalmente entre alimentadores y cuando los voltajes del motor son bajos, como por ejemplo, 230 V.

Cuando los flujos de potencia cambian frecuentemente entre diversos sitios de la planta y cargas individuales, se hace necesario efectuar la corrección primero en una parte de la planta, verificar las condiciones obtenidas y después compensar en la otra. Sin embargo, es más ventajoso usar un capacitor de grupo ubicado lo más equidistante que se pueda de las cargas. Esto permite la desconexión de una parte de los capacitores de acuerdo a condiciones específicas de cargas variables.

Cuando la longitud de los alimentadores es considerable, se recomienda la instalación de capacitores individuales a los motores, por supuesto se necesitarán varios condensadores de diferentes capacidades, resultando esto en un costo mayor. Sin embargo deberá evaluarse el beneficio económico obtenido con la compensación individual. Considerando que el costo de los capacitores para bajos voltajes es más del doble que los de altos voltajes. Por esto, cuando el voltaje de los circuitos de motores es de 230 V, es más económico usar una instalación de grupo si es que ésta se puede efectuar en el primario a 2.400 ó 4.160 V. Debemos también considerar que, cuando los capacitores se instalan antes del banco principal de transformadores, éstos no se benefician y no se alivia su carga en KVA. Esta es una buena razón para usar capacitores

de 230 V a pesar de su alto costo. Correcciones aisladas: La corrección aislada del factor de potencia se debe hacer conectando los capacitores tan cerca como sea posible de la carga o de las terminales de los alimentadores.

Debe recordar que la corrección se lleva a cabo sólo del punto considerado a la fuente de energía y no en dirección opuesta. Los capacitores instalados cerca de las cargas pueden dejar de operar automáticamente cuando las cargas cesan, incrementan el voltaje y por ende el rendimiento del motor.

3.4.6. Aspectos a ser tomados en cuenta

Capacidad de conducción de corriente de la instalación

La corriente nominal de los cables o barras conductoras, equipos de conexión y desconexión, cuchillas, etc. Debe ser, como mínimo, el 135% de la corriente nominal capacitiva que soportan. Con excepción de los fusibles cuya corriente nominal no debe ser inferior al 165% de la corriente nominal de los condensadores.

Voltaje nominal del equipo accesorio

El voltaje nominal de los contactores, interruptores, cuchillas, desconectores, fusibles, etc. no debe ser inferior al voltaje de línea a la que estén conectados a los condensadores.

Tipos de instalación

Los condensadores pueden ser instalados al interior, o a la intemperie, si han sido fabricados por soportar este tipo de operaciones.

Instalación al interior

Las partes vivas de los condensadores quedan protegidos por medio de cubiertas o gabinetes que impidan el contacto directo con personas u otros equipos.

Instalaciones a la intemperie

En caso de no usarse cubiertas de protección o gabinetes, los condensadores deben instalarse protegidos por medio de una cerca o montados sobre una estructura elevada que deje las partes vivas a la altura reglamentaria correspondiente, según el voltaje. Los condensadores tipo intemperie deben contar con un acabado, clase aislado y nivel básico de impulso para este uso. Se consideran recomendable 1,2 KV. De su aislamiento y 30 KV. De nivel básico de impulso.

Dispositivo de descarga

Los condensadores deben contar con un dispositivo de descarga que asegure que el voltaje entre bornes de baja a 50 voltios o menos durante el primer minuto después de su desconexión. Este dispositivo puede ser interno o externo a los tanques de los condensadores y pueden estar conectado permanentemente, o bien conectarse automáticamente al salir de la operación los condensadores. El accionamiento de los dispositivos de descarga no debe efectuarse manualmente. Los devanados de motores o transformadores, conectados en paralelo con los condensadores, pueden considerarse como dispositivos de descarga eficaces, siempre que no exista un equipo de desconexión o fusibles internos entre dichos devanados y los condensadores.

Operación rápida de conexión y desconexión

No es recomendable volver a conectar en línea un condensador que se encuentre todavía cargado. Estas implicaciones especiales, tales como la corrección del factor de potencia de motores para grúas y elevadores, bancos de condensadores de secciones desconectables que entran y salen rápidamente de operación, por medio de un control automático, que es posible que haya que volver a conectar condensadores que acaban de salir de operación. En estos casos es recomendable instalar dispositivos especiales de descarga rápida, que sean capaces de descargar los condensadores en pocos segundos antes de que vuelvan a entrar en operación, o bien, usar equipo de conexión y desconexión provisto de un aditamento capaz de limitar las sobre corrientes y sobre voltajes transitorios asociados con la conexión de los condensadores.

Bancos de condensadores fijos

Al instalar bancos de condensadores fijos, o bancos que van a quedar permanentemente conectados a la línea deben instalarse cuchillas desconectores que permitan desconectar los condensadores durante las operaciones de mantenimiento sin que sea necesario paralizar el resto de la instalación.

Bancos de condensadores desconectables

Al instalar bancos desconectables, es decir, bancos que entran y salen de operación con cierta frecuencia operado manual o automáticamente, deben conectarse cuchillas desconectores que permitan desconectar tanto condensadores y equipos de conexión y desconexión, a fin de facilitar el mantenimiento de ambos equipos.

Disposición de los condensadores

Los condensadores deben instalarse respetando las distancias mínimas entre condensador y condensador que recomienda los fabricantes de los mismo y en una disposición tal que sean fácilmente desconectables y reemplazables, a fin de facilitar la buena y continua operación de los condensadores.

Puesta a tierra de los tanques

Los tanques de condensadores así como la cubierta o gabinetes que sirvan de protección de sus partes vivas, deben instalarse conectados a tierra.

Corrección de factor de potencia para motores de inducción

Cuando se compensan individualmente motores de inducción instalándose condensadores entre el motor y su equipo de arrastre y parada, la potencia reactiva de los condensadores no debe exceder a la necesaria corrección del factor de potencia del motor por unidad, en condiciones de marcha en vacío.

Recalibración de los elementos térmicos de motores de inducción compensados por condensadores

Cuando se compensan individualmente motores de inducción instalándose los condensadores entre el motor y su dispositivo de protección térmica, deben recalibrarse los elementos teniendo en cuenta la nueva corriente que toma el motor con el factor de potencia corregido.

Compensación de transformadores

Cuando se corrige el factor de potencia de un transformador con un condensador instalado en el secundario del mismo, y existe la posibilidad de que los condensadores y el transformador trabajen en vacío, la potencia reactiva de los condensadores expresada en KVAR no debe exceder del 10% de la potencia nominal del transformador, expresada en KVA.

Ventilación

Los condensadores deben instalarse de forma que la ventilación por convección no quede entorpecida por ningún obstáculo. Cuando los condensadores se instalen dentro de un gabinete, puede ser conveniente hacerlo funcionar con ventilación forzada. En cualquier caso, las temperaturas ambiente del local o del interior del gabinete donde se encuentren funcionando los condensadores, no deben sobrepasar los límites recomendados por las normas del fabricante del mismo. No es recomendable instalar los condensadores cerca de superficies radiadoras de calor cuya temperatura sea superior a la temperatura ambiente.

Frecuencia y voltaje de operación

Los condensadores pueden ser operados a frecuencias y voltajes inferiores a sus valores nominales. Esto implica una disminución de la potencia reactiva proporcionada, que es directamente proporcional a la frecuencia y al cuadrado del voltaje.

Sin embargo, los condensadores, no deben colocarse en frecuencias o voltajes superiores a sus valores nominales. La fluctuaciones de voltaje no deben exceder los límites superiores permitidos especificados por los fabricantes de los condensadores. En condensadores tipo intemperie este límite será 10% de sobre voltaje, con respecto al voltaje nominal de los condensadores.

Protección

Los condensadores deben instalarse con dispositivos de protección contra sobre corrientes que provengan tanto de fallas de un condensador, como cualquier cortocircuito de la instalación. La capacitancia interruptiva de estos dispositivos debe ser la adecuada para magnitud de sobre corrientes que deban relevar y debe planearse el que actúen con mayor velocidad que resulta práctica. Cuando los condensadores se instalen entre un motor eléctrico y su dispositivo de protección, no es necesario instalar un dispositivo especial para los condensadores.

Protección con fusibles

Pueden usarse fusibles de potencia tipo estándar tanto para la protección general de la instalación como para la protección individual de los condensadores. La protección general debe efectuarse con tantos fusibles como líneas energizadas existan. Las protecciones individuales de los condensadores monofásicos pueden efectuarse con un solo fusible por condensador y la de los condensadores trifásicos con dos fusibles por condensador. Si los condensadores llevan instalados fusibles internos, pueden instalarse la protección individual. La corriente nominal de los fusibles no debe ser inferior al 165% de la corriente nominal capacitiva que soporten.

Protección con interruptores

Pueden usarse interruptores magnéticos o termo-magnéticos. O cualquier otro tipo de interruptores de potencia para baja tensión de uso estándar siempre que se tomen en cuenta los márgenes de corriente especificados por el fabricante de los equipos al ser operados con cargas capacitivas puras. La corriente nominal del interruptor en ningún caso debe ser inferior al 135% de la corriente nominal de los condensadores.

Conexión y desconexión

Los condensadores deben instalarse con un dispositivo de desconexión capaz de interrumpir la corriente de cada uno de los conductores energizados, con la excepción del caso en que los condensadores se instalen entre un motor eléctrico y su dispositivo de conexión y desconexión. En este caso, el dispositivo de conexión y desconexión del motor pueden servir para operar el motor y los condensadores juntos.

No es necesario que el dispositivo de desconexión interrumpa al mismo tiempo la corriente de todos los conductores de energizados.

Como dispositivo de conexión y desconexión pueden usarse cuchillas, contactores magnéticos o termo-magnéticos, o cualquier tipo de interruptores de potencia para baja tensión de uso estándar, siempre que se tome en cuenta las especificaciones del fabricante en estos equipos al ser operados para cargas capacitivas puras. La corriente nominal del dispositivo de conexión y desconexión en ningún caso debe ser inferior al 135% de la corriente nominal de los condensadores. El dispositivo de conexión y desconexión debe ser capaz de soportar en posición de contactores cerrados, la corriente de cortocircuito del sistema en el punto donde se encuentren instalados los condensadores, aun cuando no esté planeado o no sea capaz de interrumpir dichas corrientes de cortocircuito.

Control

Cuando se instalen condensadores que entren y salgan de operación automáticamente, debe tenerse especial cuidado en la selección según las fluctuaciones de los valores del factor de potencia a fin de cumplir con los niveles y esquemas de compensación reactiva que se deseen. Instalación en condiciones anormales de operación. Se considera como condiciones anormales de operación:

- Exposición a choques mecánicos o vibraciones
- Exposición a superficies radiadoras de calor, que se encuentran a temperaturas superiores a la temperatura ambiente
- Montaje que dificulte la ventilación de los condensadores
- Operación a temperaturas ambientes más altas que la temperatura ambiente permisible según la norma de fabricación de los condensadores
- Operación a altitudes mayores de los 1800 metros sobre el nivel del mar
- Operaciones de redes con forma de onda de voltaje distorsionada

En estos casos, se considera recomendable que el fabricante de los condensadores sea puesto en antecedentes de las condiciones en que se pretende operar.

Instalación en zonas peligrosas

Se consideran zonas peligrosas:

- Atmósferas con humo o vapores corrosivos
- Atmósferas con polvo o vapores conductores, inflamables o explosivos

En estos casos deben tomarse medidas de seguridad reglamentarias y poner antecedentes al fabricante de los condensadores.

Datos de placa de características

Los condensadores deben ir provistos de placas de características que indiquen:

- Nombre del fabricante
- Voltaje nominal del condensador(voltaje aplicable entre bornes)
- Potencia reactiva nominal, o bien corriente nominal por fase

- Frecuencia
- Numero de fases
- Tipo de conexión cuando los condensadores sean trifásicos
- Numero de catálogo o especificación del fabricante
- Número de serie del condensador
- Tipo de impregnaste y numero de litros cuando este sea combustible
- Indicación de si el condensador cuenta o no con un dispositivo de descarga interno

Precauciones con condensadores impregnados con askareles

Los condensadores impregnados con askareles deben llevar una placa especial en donde se indique que el impregnante es un elemento contaminante del medio ambiente y que no debe ser arrojado a los caños del drenaje.

3.4.7. Compensación de un motor individual

El método de compensación individual es el tipo de compensación más efectivo ya que el capacitor se instala en cada una de las cargas inductivas a corregir, de manera que la potencia reactiva circule únicamente por los conductores cortos entre el motor y el capacitor. La compensación individual presenta las siguientes ventajas:

- Los capacitores son instalados cerca de la carga inductiva, la potencia reactiva es confinada al segmento más pequeño posible de la red
- El arrancador para el motor puede también servir como un interruptor para el capacitor eliminando así el costo de un dispositivo de control del capacitor solo
- El uso de un arrancador proporciona control semiautomático para los capacitores, por lo que no son necesarios controles complementarios

- Los capacitores son puestos en servicio sólo cuando el motor está trabajando
- Todas las líneas quedan descargadas de la potencia reactiva
- El costo de varios capacitores por separado es mayor que el de un capacitor individual de valor equivalente
- Existe subutilización para aquellos capacitores que no son usados con frecuencia

Es importante mencionar que para no incurrir en una sobre compensación de la potencia inductiva que provoque alteraciones en el voltaje que puedan dañar la instalación eléctrica, la potencia del banco de capacitores deberá limitarse al 90% de la potencia reactiva del motor en vacío.

Tamaño del capacitor

La potencia del capacitor a conectar directamente con el motor puede ser determinado de acuerdo a uno de los siguientes métodos:

- Multiplicar por 1/3 el valor del motor expresado en hp
- El 40% de la potencia del motor en Kw
- Consultar tablas con valores recomendados por NEMA (National Electrical Manufacturers Association)

Existen tablas que contienen las potencias máximas sugeridas de los capacitores (kVAR) para la compensación individual de motores en baja tensión. Cabe destacar que la compensación individual de motores menores de 10 kW generalmente no se utiliza.

3.4.8. Compensación de un transformador individual

Compensación e incremento de la potencia de un transformador

La instalación de una batería de condensadores puede evitar el cambio de un transformador por una simple ampliación de carga. La potencia activa disponible en el secundario de un transformador es mayor a medida que el factor de potencia se acerque al máximo $\cos\phi$. Es interesante este fenómeno, puesto que puede darse el caso que para una pequeña ampliación no sea necesario cambiar el transformador, sólo mejorar el factor de potencia. La tabla 3.6. Da los valores de potencia de un transformador a plena carga en función del $\cos\phi$ de la instalación.

Ejemplo

Una instalación es alimentada por un transformador de:

Potencia de 630 kVA

La potencia activa necesaria por la carga es $P_1 = 450$ kW

Factor de potencia medio de la carga es de $\cos\phi = 0,8$

La potencia aparente que necesita la carga será:

$$S_1 = \frac{450}{0.8} = 562KVA$$

La potencia reactiva de esta carga será:

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = 337KVAR$$

Una ampliación de la industria necesita una:

Potencia activa de $P_2 = 100 \text{ kW}$

Factor de potencia $\cos\phi = 0,7$

La potencia aparente de la ampliación será:

$$S_2 = \frac{100}{0.7} = 143 \text{KVA}$$

La potencia reactiva de la ampliación será:

$$Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = 102 \text{KVAR}$$

La potencia aparente instalada y la potencia aparente de la ampliación son:

$$S_T = S_1 + S_2 = 664 \text{KVA}$$

Superiores a la potencia del transformador:

$$S_T = 664 \text{KVA} > S = 630 \text{KVA}$$

La potencia activa total necesaria será:

$$P_T = P_1 + P_2 = 550 \text{KW}$$

¿Cuál será la potencia de la batería de condensadores necesaria para que la potencia aparente del transformador pueda suministrar la potencia activa de la instalación actual más la de la ampliación?

Para que con la potencia del transformador ($S = 630 \text{ kVA}$) se pueda suministrar, la potencia activa de la instalación existente más la de la ampliación se ha de limitar la potencia reactiva a un máximo. El máximo posible será:

$$Q_{MAX} = \sqrt{S^2 - P_T^2} = \sqrt{630^2 - 550^2} = 307 \text{ KVAR}$$

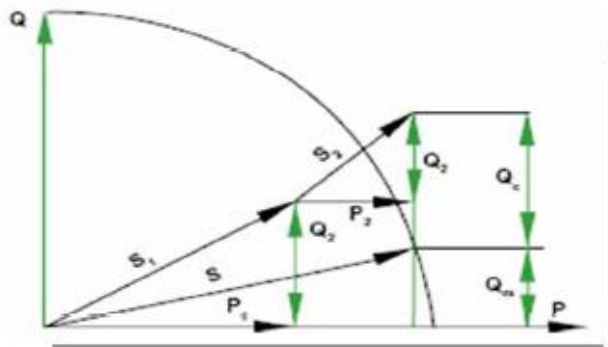
La potencia reactiva que necesita la instalación más la ampliación es:

$$Q = Q_1 + Q_2$$

Si la que necesita la instalación es de 439 KVAR y la máxima que puede suministrar el transformador es de 307 KVAR , el resto lo debemos suministrar con una batería de condensadores:

$$Q_c = Q_1 - Q_{MAX} = 439 - 307 = 132 \text{ KVAR}$$

Figura 43. La compensación Q_c permite la ampliación S_2 sin tener que cambiar el transformador



Fuente: Ing. Augusto Abreu. Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución. Pág.175

3.4.9. Compensación de la energía reactiva propia de un transformador

La energía reactiva que consume un transformador no es despreciable (del orden del 5%); ella puede ser suministrada por una batería de condensadores. La cantidad de energía (reactiva) que absorbe es función de la corriente magnetizante en vacío o en carga. Para los transformadores de alimentación y la contratación en MT, es importante, para reducir los recargos y las pérdidas, compensar dicho consumo. Por tanto sólo consideraremos la función de los transformadores para cambios de tensión BT/BT o de régimen de neutro. La compensación de los BT/BT puede realizarse a los bornes del transformador sin regulación automática, para el valor en vacío y las variaciones correspondientes a la carga por una compensación general regulable. Un transformador absorbe energía (reactiva) para asegurar su función.

4 APLICACIÓN DE CAPACITORES

La instalación de capacitores aparate de las diferentes ventajas que presenta. También puede producir algunos problemas, como transitorios de voltaje por desconexión y transitorios de corriente por conexión, también se puede presentar el fenómeno de resonancia en paralelo. Generalmente, en la aplicación en los sistemas de potencia, la capacitancia de un banco está dada por fase y resulta de la combinación de las capacitancias de unidades individuales que se fabrican para niveles de tensión normalizados y que se asocian a la capacidad en KVAR de un banco, cuya capacidad se determina en función de la aplicación.

4.1. Conexión de los bancos de capacitores

Los capacitores instalados en los sistemas de potencia, para cumplir con cada una de las funciones para las cuales son instalados, se pueden conectar en cualquiera de las conexiones trifásicas clásicas que son: Delta, estrella sólidamente aterrizada y estrella con neutro flotante.

En particular, para las conexiones en estrella existen variantes que están relacionadas principalmente con los factores:

- Los transitorios de voltaje y corriente
- La protección contra sobre corrientes y su coordinación
- El nivel de tensión del sistema al cual se van a conectar
- La capacidad del banco y la protección al mismo

4.1.1. Conexión estrella a tierra con neutro sólidamente conectado a tierra

En este tipo de conexión, el voltaje de las unidades capacitivas debe ser igual o mayor que el voltaje de fase a neutro del sistema al cual se van a conectar. Normalmente esta conexión se usa en sistemas de distribución, en rangos de tensiones hasta de 34.5 KV. La capacidad del banco en KVAR se selecciona de manera que proporcione la potencia reactiva necesaria para el sistema. Cada fase está formada por grupos de unidades capacitivas conectadas en serie paralelo para dar el valor de potencia deseado.

En este tipo de arreglo generalmente se adopta una protección por fusibles para cada unidad capacitiva. Existe también la posibilidad de proteger a los fusibles por grupo, esta opción se usa generalmente en sistemas de distribución con compensación de baja capacidad. En estos arreglos, se presenta el problema de que la falla en una unidad capacitiva presenta sobretensiones en el resto de las unidades del arreglo, sometiéndolas a mayores esfuerzos dieléctricos. La conexión estrella con neutro sólidamente aterrizado, tiene la ventaja de permitir un balanceo de fases más fácil que en otras conexiones.

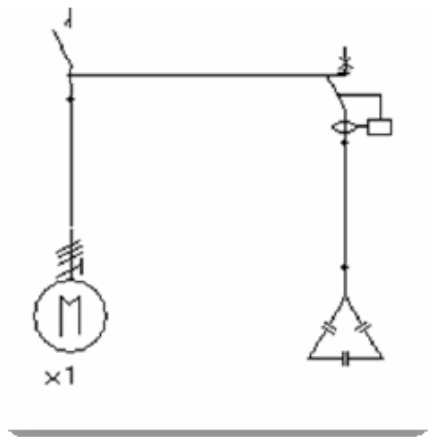
4.1.2. Conexión estrella con neutro flotante

Este tipo de conexión se usa en sistemas de tensión medias a altas, por ejemplo, en 69 KV o mayores, presenta la ventaja de evitar en forma importante la presencia de transitorios de sobretensiones y permite también una mejor protección contra sobre corrientes; es cambio tiene el problema de desbalance de voltajes, que hace que aparezca voltajes al neutro, por lo que es necesario incorporar una protección contra sobre voltajes al neutro

4.1.3. Conexión delta

Esta conexión se usa generalmente en baja tensión (600 V o menos) en motores eléctricos o cargas de valor similar, para corrección del factor de potencia tiene la ventaja sobre las conexiones de estrella de que no presenta problemas de desbalance y confina también las corrientes armónicas.

Figura 44. Esquema de conexión del banco de capacitores en conexión delta



Fuente: Alexander Kusko y Marc T. Thomson. Power Quality in Electrical System. Pág.76

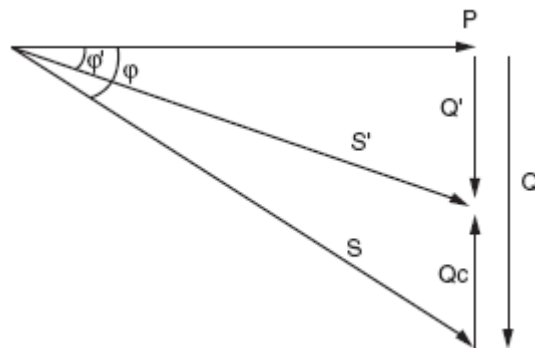
4.2. Aplicación de capacitores para la corrección del factor de potencia

Una de las aplicaciones más comunes de los bancos de capacitores en las instalaciones industriales en las redes de distribución, es la corrección del factor de potencia, esto se hace por tres razones fundamentalmente:

- Para estar dentro de los límites mínimos fijados por las compañías suministradoras y evitar penalización por bajo factor de potencia
- Para mejorar las condiciones operativas (voltaje y pérdidas) y tener una mejor economía de operación
- Cuando el $\cos \varphi_1$ es menor que el especificado por la compañía suministradora, entonces se penaliza, es decir, se impone una sanción

económica o cargo por bajo factor de potencia en el recibo de consumo de energía. Si el valor mínimo especificado es $\cos \varphi_2$ entonces es necesario pasar el $\cos \varphi_1$ a $\cos \varphi_2$ manteniendo el suministro de la carga constante

Figura 45. Diagrama de potencias para corrección desde un factor de potencia $\cos \varphi_1$ a $\cos \varphi_2$



Fuente: Alexander Kusko y Marc T. Thomson. Power Quality in Electrical System. Pág.80

Para pasar el valor actual de consumo de potencia reactiva KVAR, al valor deseado, para obtener un ángulo φ_1 es decir a KVAR2, se requiere restar a KVAR1 una cantidad de kVARx que corresponde a la potencia reactiva del banco de capacitores. La potencia del banco de capacitores para corregir el factor de potencia se puede determinar mediante la ecuación siguiente:

$$Q_{CAP} = KW \left[\left[\frac{1}{(\cos \varphi_1)^2} - 1 \right]^{1/2} - \left[\frac{1}{(\cos \varphi_2)^2} - 1 \right]^{1/2} \right]$$

Donde:

Q_{CAP} =La potencia del banco de capacitores KVAR

KW =Potencia activa total instalada

$\cos \varphi_1$ =Factor de potencia inicial en el sistema

$\cos \varphi_2$ =Factor de potencia deseado en el sistema

El corregir el factor de potencia a una carga permite liberar potencia al transformador que alimenta a la carga, de acuerdo con lo siguiente:

$$KVA = KW \left[\frac{1}{\cos \varphi_1} - \frac{1}{\cos \varphi_2} \right]$$

Las pérdidas en el alimentador son calculadas mediante la siguiente ecuación

- **Pérdidas monofásicas**

$$P_{1\varphi} = I^2 * R$$

Donde:

I: La corriente en la instalación en amperes A

R: Resistencia del conductor utilizado en ohmio Ω

$P_{1\varphi}$: Pérdidas de energía en Watt

- **Pérdidas trifásicas**

$$P_{3\varphi} = 3 * P_{1\varphi}$$

La corriente es calculada de la siguiente manera:

$$I = \frac{P(KW)}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi}$$

$$KVA = \frac{KW}{\cos \varphi}$$

$$I = \frac{S(KVA)}{\sqrt{3} * V}$$

Donde:

V: Voltaje de línea a línea en volt

S: Potencia aparente en voltamperios VA

La caída de voltaje es calcula así:

$$\Delta V = I * |Z|$$

Donde

I: La corriente en la instalación en amperes A

|Z|: Impedancia del conductor en ohmio Ω .

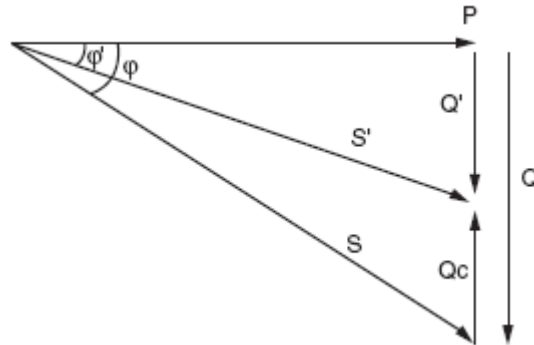
El porcentaje de variación de caída de voltaje al pasar de $\cos \varphi_1$ a $\cos \varphi_2$ es:

$$1 - \frac{\Delta V_1}{\Delta V_2}$$

4.3. Propósito de los capacitores de potencia en derivación

La mayoría de las cargas de los sistemas de potencia e industriales y los equipos de suministro (por ejemplo, líneas y transformadores) son de naturaleza inductiva, por lo tanto operan con un factor de potencia en atraso. Cuando el sistema opera con un factor de potencia en atraso, requiere un flujo adicional de potencia reactiva KVAR, el cual provoca una reducción de la capacidad, un incremento de las pérdidas y una reducción del voltaje del sistema. La figura 4.5 ilustra como la aplicación de los capacitores en derivación incrementa la capacidad del sistema y reduce las pérdidas mediante la reducción del flujo de VAR. La carga del sistema se reduce de KVA1 a KVA2 por adición de KVAR capacitivos, que se muestran en la figura 4.5 como CKVAR.

Figura 46. Efectos de agregar capacitores en derivación



Fuente: Alexander Kusko y Marc T. Thomson. Power Quality in Electrical System. Pág.86

4.3.1. Soporte de var

El soporte de VAR abarca muchos de los diferentes beneficios de los capacitores en derivación, tales como mejorar el control de tensión y factor de potencia, reducir las pérdidas del sistema y los requerimientos de potencia reactiva en generadores y aumentar los límites de estabilidad en estado estable. Los VAR capacitivos se dimensionan y se localizan en subestaciones de transmisión o distribución para suministrar VAR cercanos a las cargas o proporcionar un soporte intermedio a través de circuitos de transmisión altamente cargados.

4.3.2. Control de voltaje

La aplicación de los capacitores produce un incremento de voltaje en el sistema, desde el punto de la instalación hacia la generación o fuente de alimentación. En un sistema con factor de potencia en atraso, esto se presenta debido a que los capacitores pueden reducir la cantidad de corriente reactiva que se transporta en el sistema, de esta forma se reduce la caída de tensión resistiva y reactiva en el mismo. Existen varias fórmulas que pueden ser utilizadas para estimar el incremento de voltaje que produce los capacitores, una que se utiliza comúnmente es la siguiente:

$$\Delta V = \frac{KVAR * X_L}{10 * (KV)^2}$$

Donde:

ΔV : Porcentaje de variación de voltaje en el punto de la instalación de los capacitores.

$KVAR$: Potencia nominal trifásica en KVAR del banco de capacitores

X_L : Reactancia inductiva del sistema en el punto de instalación de los capacitores en ohm, en el nivel de tensión correspondiente, incluyendo la reactancia del transformador.

KV : Voltaje entre líneas del sistema sin capacitores.

Los bancos de capacitores se instalan típicamente en las barras principales del sistema de transmisión, para dar soporte de voltaje a una gran área. También se colocan en las barras de distribución y directamente en las barras de suministro de los clientes, para mantener un soporte de voltaje en aéreas menores o a clientes individuales. En las líneas de distribución, los bancos se instalan para soportar el voltaje a lo largo de toda la línea. Los bancos de capacitores se energizan durante periodos de carga pico a condición de bajo voltaje, desenergizándose durante periodos de carga baja o condiciones de alto voltaje.

4.3.3. Incremento de la capacidad del sistema

El incremento en la capacidad, es a menudo el beneficio más importante que justifica la adición de capacitores en los sistemas de distribución. Esto es particularmente significativo cuando las cargas alimentadas por el sistema aumentan rápidamente. La adición de capacitores reduce la carga en KVA del sistema de esta forma se libera capacidad que se puede usar para alimentar cargas futuras. El factor de potencia óptimo, desde el punto de vista económico en un sistema, con respecto solamente a la capacidad liberada, puede estimarse mediante la siguiente ecuación:

$$FP = \sqrt{1 - \left(\frac{C}{S}\right)^2}$$

Donde:

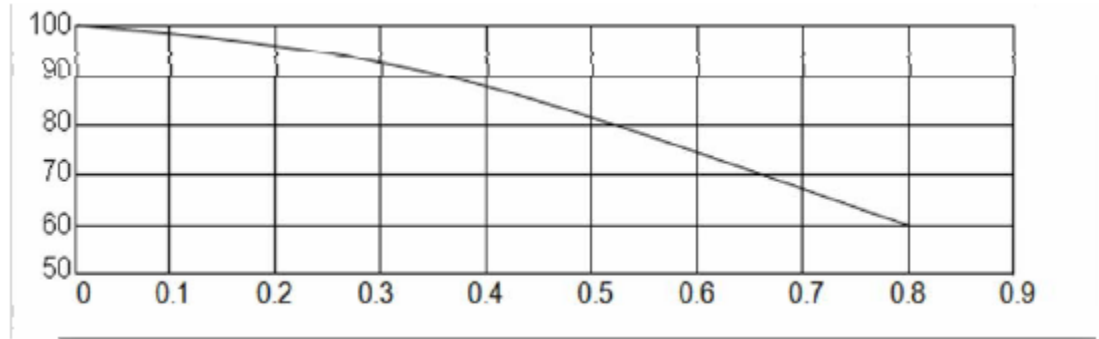
C: Costo por KVAR del banco de capacitores

S: Costo por KVA del equipo del sistema

FP: Factor de potencia óptimo

La ecuación compara el costo de los bancos de capacitores con el de los transformadores, reguladores, etc., así como de los medios alternativos para proporcionar incremento de capacidad al sistema. La representación gráfica de esta ecuación, el factor de potencia óptimo en función de la relación de costo del banco de capacitores Vs los otros equipos del sistema.

Figura 47. Grafica de factor de potencia del sistema económico basado en la capacidad térmica usada por KVAR



Fuente: Alexander Kusko y Marc T. Thomson. Power Quality in Electrical System. Pág.91

El factor de potencia requerido para liberar una determinada cantidad de KVA del sistema, puede determinarse de la siguiente manera:

$$FP_{nuevo} = \frac{FP_{viejo}}{1 - KVA_{liberados}}$$

Donde:

FPnuevo: Factor de potencia corregido nuevo

FPviejo: Factor de potencia existente viejo

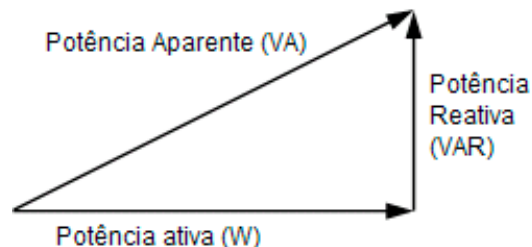
KVALiberados: Cantidad de KVA liberados (en por unidad de los KVA liberados)

4.4. La distorsión del factor de potencia debido a las armónicas (THD)

En esta sección se estudiará el efecto que tiene la distorsión de armónicas sobre el factor de potencia, considerando que existen instalaciones que le tipo de carga introduce distorsión en la forma y se puede presentar un fenómeno de armónicas de corriente que rebase los límites de la THD admisible.

Para analizar este fenómeno, se puede suponer que el factor de potencia está dividido en dos partes: factor de potencia de desplazamiento y el factor de potencia de distorsión. El factor de potencia de desplazamiento, es aquel al que normalmente se hace referencia cuando se habla de factor de potencia y recibe este nombre porque hace referencia al desplazamiento al factor de corriente con respecto al vector voltaje.

Figura 48. Triángulo de potencia



Fuente: Alexander Kusko y Marc T. Thomson. Power Quality in Electrical System. Pág.97

$$\cos \varphi = \frac{KW}{KVA} = \frac{V_1 * I_1 * \cos \varphi}{V_1 * I_1} = \cos \varphi$$

La ecuación, no toma en cuenta el valor r.m.s. del voltaje y la corriente que incrementan los KVA en el circuito. Entonces, el factor de potencia total se define como:

$$\cos \varphi_{Total} = \frac{KW}{KVA} = \frac{V_1 * I_1 * \cos \varphi}{V_{rms} * I_{rms}}$$

Si se supone que el sistema eléctrico a que se hace referencia tiene una baja impedancia y también que la distorsión en la onda de voltaje es baja tal que el valor de V_1 es igual al V_{rms} entonces el factor de potencia de distorsión se puede expresar como:

$$\cos \varphi_{distorsion} = \frac{V_1 * I_1}{V_{rms} * I_{rms}}$$

$$\text{Como } V_{rms} = V_1$$

$$\cos \varphi_{distorsion} = \frac{I_1}{I_{rms}}$$

Es decir que el valor del factor de potencia de distorsión es la relación entre la corriente fundamental I_1 al valor eficaz de la corriente I_{rms} . La calidad de la onda de voltaje y de corriente está definida como el factor de distorsión (DF), o bien, la distorsión armónica total (THD, de manera que se puede derivar la relación entre la DF y la THD.

$$THD = \frac{\sum_{h=2}^h \sqrt{I_h^2}}{I_1} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_h^2}}{I_1}$$

$$I_{rms} = \sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_h^2}$$

Sustituyendo tenemos:

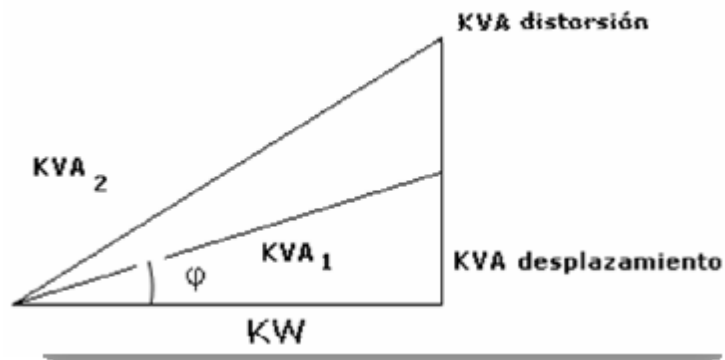
$$\cos \varphi_{distorcion} = \frac{I_1}{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots I_h^2}}$$

Si él numerador de la ecuación se divide entre I_1 tenemos:

$$\cos \varphi_{distorcion} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD}}$$

El factor de potencia de desplazamiento decrece en la medida que aumenta la THD, es decir, para mejorar el factor de potencia de desplazamiento se instalan los VAR necesarios; en cambio, para mejorar el factor de potencia de distorsión, se debe inyectar a la carga una corriente que anule la armónica resonante, mediante la incorporación de un filtro que cumpla con este fin.

Figura 49. Factor de potencia de desplazamiento y de distorsión



Fuente: Alexander Kusko y Marc T. Thomson. Power Quality in Electrical System. Pág.100

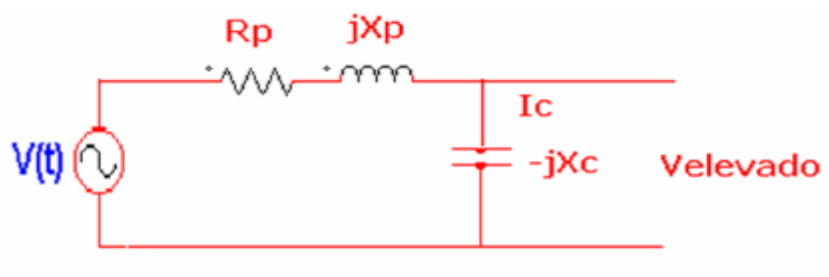
Tabla V. Efecto de la THD sobre el factor de potencia

THD	$\text{Cos } \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \text{THD}^2}}$
0.10	0.953
0.20	0.912
0.30	0.877
0.40	0.845
0.50	0.816
0.60	0.790
1.00	0.707
1.20	0.674

4.5. Mejoría en el voltaje por la aplicación de capacitores en redes eléctricas

En adición a la corrección del factor de potencia, los capacitores también producen una elevación del voltaje en el bus donde se encuentra conectados los bancos de capacitores, esta elevación se debe a la corriente adelantada que proporciona el capacitor a través de la reactancia inductiva de la fuente. Para explicar esto, se considere el circuito elemental de la figura 50.

Figura 50. Mejora del voltaje por instalación de capacitores



Fuente: Alexander Kusko y Marc T. Thomson. Power Quality in Electrical System. Pág.103

La corriente a través del capacitor se calcula como se muestra en la ecuación.

$$I_C = \frac{Q_{CAP}}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

Donde:

Q_{CAP} : Potencia reactiva trifásica del banco de capacitores en VAR.

V_{LL} : Voltaje nominal de línea a línea del banco capacitores.

La elevación de voltaje producido por el banco de capacitores se obtiene como:

$$V_{elevado} = I_C * X_L$$

Sustituyendo la ecuación tenemos:

$$V_{elevado} = X_L * \frac{Q_{CAP}}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

Generalmente, la elevación de voltaje se acostumbra expresar en forma porcentual como:

$$\%V_{elevado} = \frac{V_{elevado}}{V_{LN}} * 100$$

Sustituyendo la ecuación tenemos:

$$\%V_{elevado} = \frac{X_L * \frac{Q_{CAP}}{\sqrt{3} * V_{LL}}}{V_{LN}} * 100$$

También, se sabe que en condiciones balanceadas para el sistema:

$$V_{LN} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}, \text{ con esta expresión:}$$

$$\%V_{elevado} = X_L * \frac{Q_{CAP}}{V_{LL}^2} * 100$$

Así mismo, en forma más conveniente:

$$\%V_{elevado} = X_L * \left[\frac{KVAR_{CAP}}{10kV_{LL}^2} \right]$$

5 INDICADORES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA

Como los problemas ocasionados por cargas no lineales llegaron a ser cada vez más obvios, compañías de electricidad e industrias se encargan de disminuir los efectos de cargas no lineales sobre sus instalaciones. Sobre la década pasada, alguna compañía de electricidad y las industrias han descubierto repentinamente un problema sorprendente: Como ellos adicionaron muchas computadoras y equipo electrónico, el factor de potencia para la compañía de electricidad bajó. En algunos casos, la reducción en el factor de potenciar era suficiente como para producir cargos extras (penalizar el bajo factor de potencia). Aún peor, fallas en transformadores y conductores coincidieron con el bajo factor de potencia.

Las cargas electrónicas han ganado el nombre de “Carga no lineal”; para describir la forma de la potencia. Algunos de los efectos adversos de cargas no lineales concentradas sobre una compañía de electricidad son:

- La distorsión de voltaje dentro de instalaciones
- Las corrientes excedentes por el neutro
- Los altos niveles voltaje de neutro a tierra
- Los recalentamiento en transformadores
- Los grandes campos magnéticos que emanan desde transformadores
- La reducción en la capacidad de distribución
- Penalización por bajo factor de potencia

El término carga no lineal se usa usualmente para describir las fuentes de alimentación tipo “switch” que se encuentran en computadoras personal. De hecho, este

tipo de fuente de alimentación se usa usualmente en un montón de aplicaciones. Los hornos de microondas, impresoras de láser, instrumentación médica, estéreos, televisores, y la iluminación electrónica están entre unos cuantos dispositivos que usan fuente de alimentación tipo “switch”. Los otros tipos de cargas no lineales incluyen dimmers para luz, rectificadores de 6 pulsos, controladores de carga por fase y ángulo de seis pulsos y rectificadores de 12 pulsos. Los variadores de velocidad comúnmente usan rectificadores de 6 pulsos y controladores de fase y ángulo.

El problema con cargas no lineales es la forma no sinusoidal de la corriente. La corriente está presente por cortos períodos de 2 a 3 ms por cada medio ciclo. En el contraste, a una carga sinusoidal la corriente se encuentra presente durante todo el medio ciclo (8.33ms) y es similar a la forma de onda del voltaje aplicado. La forma de onda de la corriente en las fuentes tipo “switch” causa diversos problemas:

El primero, las pérdidas de voltaje ocasionadas por la forma de la corriente se concentran en un punto dentro de la onda de AC.

El segundo, en sistemas de distribución trifásica, las corrientes para cargas equilibradas comparten el regreso entre fases, y la corriente de regreso podría ser cero o no necesariamente produciendo desbalances.

Sin embargo, con las fuentes tipo “switch”, la forma de la corriente en cada fase es única en el tiempo con respecto a las otras fases. La corriente de retorno para cargas no lineales debe volver a través del neutro porque no hay posibilidad de que esta lo haga por las fases. Para un buen sistema trifásico balanceado con mínima impedancia en el sistema de distribución, la corriente por neutro llega a ser 1.73 veces más grande que las corrientes de fase. El cableado dimensionado para las corrientes de fase no es adecuado para transportar la corriente de retorno. Tercero, la corriente de pulso para una fuente tipo “switch” se repite a una tasa de 60 Hz, pero los componentes de frecuencia en la forma de onda se concentran en los más los armónicos de orden impar.

Los componentes de la frecuencia para una fuente de alimentación tipo “switch” incluyen el 3rd armónico (180Hz), el 5th armónico (300Hz), el 7th armónico (420Hz), el 9th armónico (450Hz) y este patrón continúa hasta niveles más altos. De hecho, la capacidad para medir armónicos de alta frecuencia es más una limitación del equipo medidor y el efecto de la impedancia de la fuente que la presencia o ausencia de armónicos. Los armónicos impares son dominantes y bien extendidos en las gamas más altas de frecuencia. La distorsión armónica total (THD) es 122.9%. El armónico impar influye mayoritariamente en la distorsión.

Algunos armónicos se han distinguido por ser especialmente dañinos en los sistemas de distribución. Los 3eros armónicos y múltiplos de este (p. ej., 9th, 15th, 21o) reciben atención especial porque ellos son los “triplens” ($6n-3$). Los “triplens”, en frecuencia - dominio armónico - análisis de secuencia, retornan a través del neutro. Como se constata donde la corriente de carga retorna a través del neutro con valores superiores a los de fase. Los armónicos de secuencia negativa (p. ej., 5th, 11th, 17th) tienen gran impacto sobre transformadores y motores porque su rotación se opone a la rotación de la fundamental (60Hz componente).

Las combinaciones de armónicos también tienen impacto. Por ejemplo, los armónicos de voltaje a los 5th y 7th combinados dentro de motores producen un evento que está en el orden del 6to armónico. El armónico originado ocasiona una amplia gama de problemas que llevan a elevar la temperatura de motores, vibración y desgaste. El bajo factor de potencia para cargas no lineales ocurre debido a que la corta duración de la corriente eleva los VA sin el correspondiente incremento en los Watts. Como el factor de potencia es igual a los vatios divididos por los voltio-amperios, cualquier aumento en VA sin un aumento correspondiente en los vatios conducirá a un factor de potencia menor.

Como los problemas ocasionados por cargas no lineales llegar a ser cada vez más obvios, compañía de electricidad y las industrias se encargan de disminuir los efectos de

cargas no lineales sobre sus instalaciones. Además, algunas compañías eléctricas comienzan a aplicar el estándar IEEE-519 para limitar la magnitud de corrientes armónicas que los usuarios individuales producir hacia la compañía de electricidad. Los filtros armónicos son ofrecidos por vendedores para resolver estas necesidades. Generalmente, los filtros armónicos proveerán una solución, aunque esta no sea la solución para todos los casos. Los ofrecimientos de filtro incluyen reactores en la línea, filtros pasivos, filtros activos, filtros de retroalimentación electrónica y transformadores especiales que usan un devanado fuera de fase para realizar la reducción las armónicas.

5.1. Efectos de las armónicas

5.1.1. Problemas de armónicas en sistemas de potencia

Los equipos que utilizan componentes electrónicos de potencia como variadores de frecuencia, rectificadores trifásicos, etc., incrementan el problema de armónicas en los sistemas eléctricos de potencia. Las armónicas han existido desde los inicios de la industria y son causadas por las impedancias no lineales de los transformadores, reactores, lámparas fluorescentes, balastos de lámparas, etc. Las armónicas en sistemas trifásicos simétricos son generalmente de número impar, por ejemplo: 3era, 5ta, 7ma, 9na,..., y la magnitud decrece conforme aumenta el orden de las armónicas. Existen equipos modernos que se utilizan para reducir las armónicas a valores despreciables, pero sin embargo la total eliminación de las mismas no es posible. En esta sección se recomiendan prácticas para disminuir la influencia de las armónicas por medio de banco de capacitores.

Los capacitores son equipos que son sensibles a las componentes armónicas debido a que la reactancia capacitiva decrece conforme aumenta la frecuencia. En la práctica esto significa que un bajo porcentaje el voltaje producido por las armónicas puede causar una corriente significativa que fluye al circuito capacitivo. La presencia de

componentes armónicos causa que la forma de onda sinusoidal de voltaje o corriente se distorsión, entre mayor el grado de contenido de armónicos, mayor es la distorsión. Si la frecuencia natural de la reactancia de la combinación banco de capacitores/sistema de potencia se encuentra cerca de una componente armónica en particular, entonces ocurrirá resonancia parcial, con la amplificación de valores de voltaje y corriente correspondientes a la frecuencia de la componente armónica. En este caso el elevado valor de la magnitud de la corriente causara sobrecalentamiento del capacitor, con una degradación del dieléctrico, que resultara en una falla. Existen varias soluciones disponibles para resolver este problema y se puede lograr por medio de:

- Conectar filtros de armónicas o supresores de armónicas en paralelo
- Filtros de potencia activa
- Filtros híbridos

5.1.2. Posibles soluciones

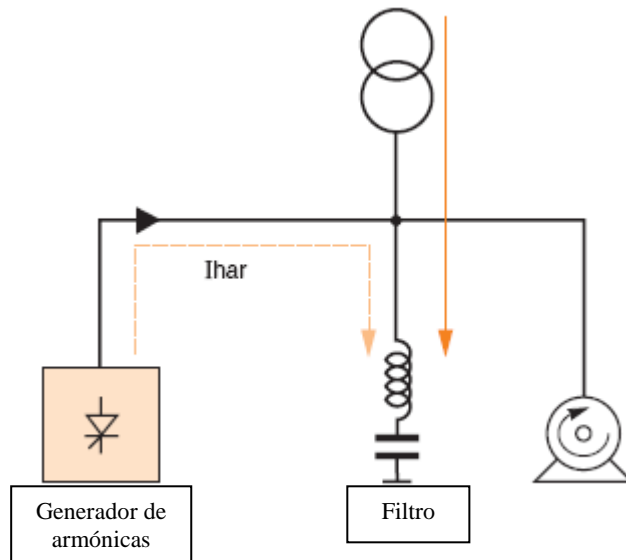
5.1.2.1. Tomar en cuenta los efectos de las armónicas

La presencia de armónicas en las fuentes de voltaje resulta en altos niveles de corriente a través de los capacitores. Se hace una excepción diseñando para un valor R.M.S de 1.3 la corriente nominal. Todos los elementos en serie se diseñan con el mismo valor de sobres dimensionamiento de 1.3 a 1.5 la corriente nominal. La distorsión armónica producida por la onda de voltaje produce un pico en la forma de onda, en la cual el valor pico de una onda sinusoidal normal se ve incrementado.

Los capacitores son dispositivos reactivos lineales y consecuentemente no generan armónicas. La instalación de capacitores en un sistema de potencia, en el cual la impedancia es predominante inductiva, pueden sin embargo contribuir a que ocurra resonancia total o parcial debido a una cierta frecuencia provocada por las armónicas. El

orden de armónica h_o de la frecuencia natural de resonancia entre el sistema inductivo y banco de capacitores está dado por:

Figura 51. Filtro Pasivo



Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.159

$$h_o = \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q}}$$

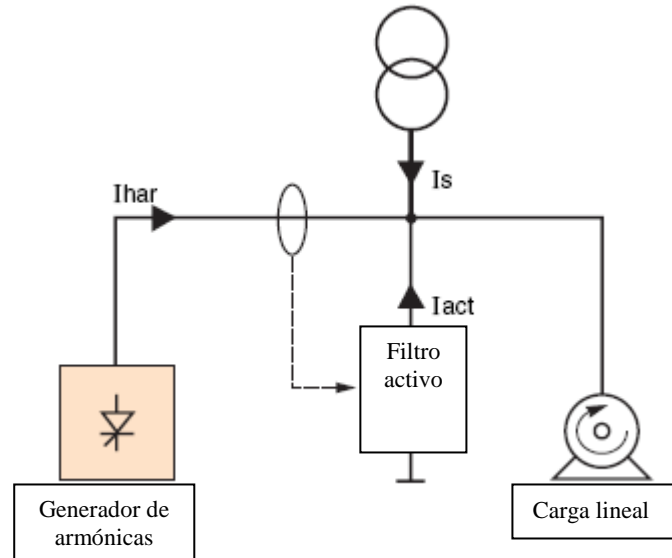
En donde:

S_{sc} = el nivel de corto circuito en KVA en el punto de conexión del capacitor

Q = banco de capacitores en KVAR

h_o = el orden de armónica de frecuencia fundamental

Figura 52. Filtro Activo

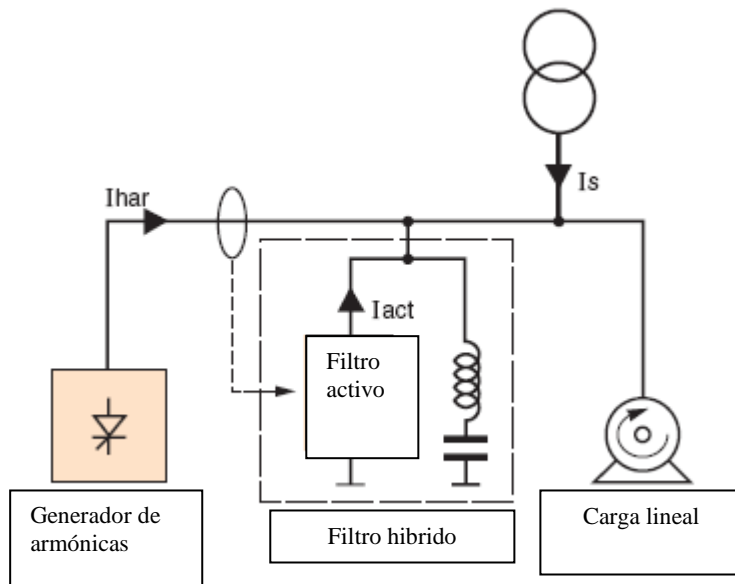


Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.163

Los filtros activos están basados en tecnología de electrónica de potencia. Los filtros se instalan generalmente en paralelo con la carga no lineal. Los filtros activos analizan los órdenes de armónica que son generadas por la carga lineal e inyectan el mismo orden de armónica a la carga en la fase respectiva, el resultado final es neutralizar las armónicas en el punto considerado. Esto significa que ya no existe corriente fluyendo hacia la carga y también deja de ser suministrada por la fuente de alimentación. Una gran ventaja de los filtros activos es que proporcionan una eficiente compensación de las armónicas producidas por las cargas no lineales. A continuación se lista una serie de características de esto equipos:

- Eliminar picos de sobre corriente
- Se puede conectar en cualquier parte de la red de distribución
- Se pueden usar varios filtros en una misma instalación, incrementando la limpieza y la eficiencia del sistema
- Los filtros activos también producen la corrección del factor de potencia

Figura 53. Filtro Híbrido



Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.167

Este tipo de filtro combina las ventajas de los filtros activos y pasivos, se puede filtrar una frecuencia en específico por el filtro pasivo y el resto de las frecuencias son filtradas por el filtro activo.

5.2. Distorsión armónica

Existen varios indicadores que se utilizan para evaluar y cuantificar la distorsión armónica de las ondas de corriente y el voltaje, estos son:

- Factor de Potencia
- Factor de Cresta
- Distorsión de Potencia
- Espectro Armónico
- Valor De Distorsión Armónica

Estos parámetros son indispensables para determinar cualquier acción correctiva

5.2.1. Factor de potencia

El factor de potencia es la relación que existe entre la potencia activa y la potencia aparente y está dado por:

$$F.P. = \frac{P}{S}$$
$$\cos \varphi = \frac{P_1}{S_1}$$

Donde:

P_1 : Potencia activa de la frecuencia fundamental

S_1 : Potencia aparente de la frecuencia fundamental

Este valor de factor de potencia solo incluye exclusivamente al factor de potencia de la frecuencia fundamental por lo que este difiere cuando existe distorsión armónica en la instalación.

5.2.2. Factor de cresta

El factor de cresta es la relación que existe entre el valor pico de corriente o voltaje (V_p o I_p) y su valor R.M.S. El factor de cresta para una onda sinusoidal es $\sqrt{2}$. Para una onda que difiere de una onda sinusoidal el factor de cresta puede ser mayor o menor que $\sqrt{2}$.

5.2.3. Valores de potencia y armónicos

5.2.3.1. Potencia activa

La potencia activa P de una señal comprendida por armónicas es la suma de la potencia activa resultante de las corrientes y voltajes del mismo orden.

5.2.3.2. Potencia reactiva

La potencia reactiva está definida exclusivamente en términos de la frecuencia fundamental.

$$Q = V_1 * I_1 * \sin \varphi_1$$

5.2.3.3. Distorsión de potencia

Cuando los efectos de las armónicas están presentes, el factor de distorsión de potencia está definido por

$$D = \sqrt{(S^2 - P^2 - Q^2)}$$

5.2.4. Espectro armónico y distorsión armónica

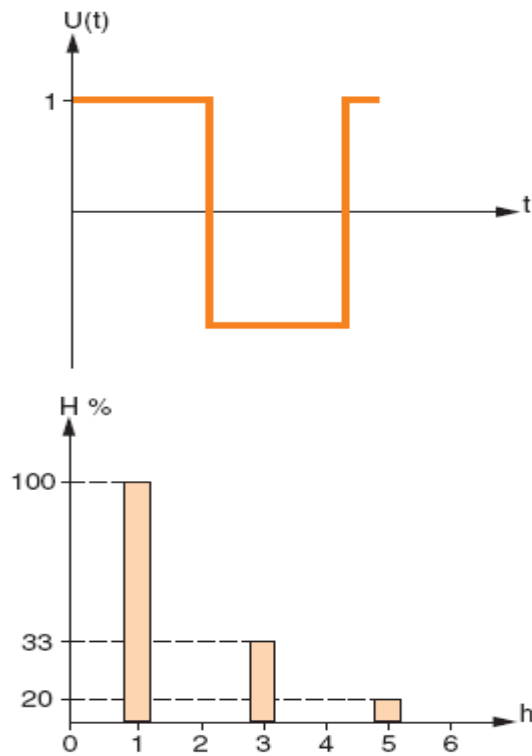
Los elementos que causan distorsión armónica generan una forma de onda particular con un desplazamiento de fase y de amplitud. Estos valores son esenciales para el análisis especialmente la amplitud. La distorsión armónica individual se define como el porcentaje de armónicas del orden h con respecto a la fundamental.

$$V_h(\%) = 100 * \frac{V_h}{V_1}$$

O

$$I_h(\%) = 100 * \frac{I_h}{I_1}$$

Figura 54. Espectro armónico de una señal rectangular para un voltaje V (t)



Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.171

El valor R.M.S del voltaje y de la corriente puede ser calculado como una función del valor R.M.S. de los diferentes órdenes de armónicos.

$$I_{R.M.S} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2}$$

Y

$$V_{R.M.S} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_h^2}$$

5.2.5. Distorsión armónica total (THD)

El término THD significa distorsión armónica total por sus siglas en inglés, es un término que se utiliza frecuentemente para definir el nivel de contenido armónico en las señales alternas.

Para una señal y , el THD se define como:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} y_h^2}}{y_1}$$

Esto se encuentra definido en el estándar IEC-6100-2-2. Este valor puede ser mayor a 1. De acuerdo al estándar la variable h puede ser limitada a 50. El THD expresa en forma numérica la distorsión armónica que afecta al voltaje y a la corriente en un punto específico de la instalación, este valor se expresa generalmente en %.

THD para corrientes o voltajes

Para corrientes armónicas el THD es

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}$$

La siguiente ecuación es el equivalente de la anterior pero más fácil y más directa cuando el valor R.M.S está disponible para realizar los cálculos.

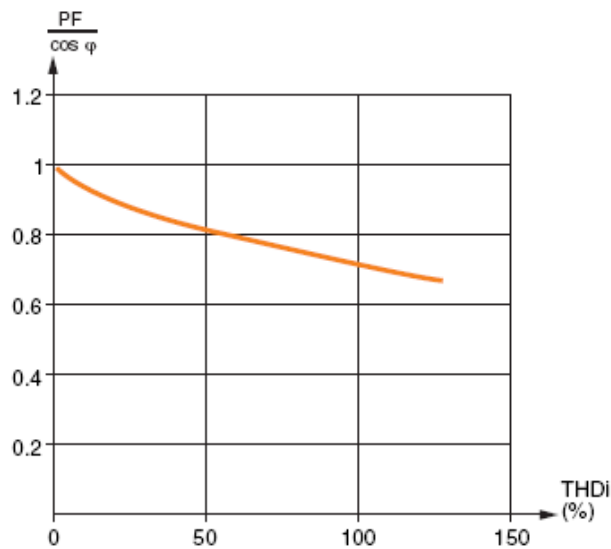
$$THD = \sqrt{\left(\frac{I_{R.M.S}}{I_1}\right)^2 - 1}$$

Para voltajes armónicos el THD es

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1}$$

El indicador esencial es el THD el cual representa el grado de distorsión de la onda de corriente o voltaje con un simple valor en % y el espectro representa en forma gráfica como afecta de forma individual la señal distorsionada.

Figura 55. Variación del $\frac{PF}{\cos \varphi}$ en función del THD



Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.178

5.2.6. Utilidad de varios indicadores

A continuación se presentan varios valores del THD_v correspondiente al voltaje y su correspondiente fenómeno en la instalación:

- $THD < 5\%$, funcionamiento normal de la instalación y sin ningún riesgo de fallas
- $5\% < THD < 8\%$, existe una significativa polución de armónicas dentro de la instalación, ciertos equipo pueden funcionar incorrectamente
- $THD > 8\%$, existe una mayor polución de armónicas dentro de la instalación, existen problemas en el funcionamiento de los equipos y se necesitan de equipos para atenuar la distorsión armónica

Para detectar los equipos que provocan los disturbios se debe de realizar la medición del THD en los circuitos de entrada y en cada circuito de salida.

A continuación se presentan varios valores del THD_i correspondiente a la corriente y su correspondiente fenómeno en la instalación:

- $THD < 10\%$, funcionamiento normal de la instalación y sin ningún riesgo de fallas
- $10\% < THD < 50\%$, existe una significativa polución de armónicas dentro de la instalación, existe un riesgo en el aumento de la temperatura de los conductores resultando en un redimensionamiento de los conductores y acometidas
- $THD > 50\%$, existe una mayor polución de armónicas dentro de la instalación, existen problemas en el funcionamiento de los equipos y se necesitan de equipos para atenuar la distorsión armónica

Factor de potencia

Se utiliza para evaluar el redimensionamiento de los valores de potencia de la instalación.

Factor de cresta

Se utiliza para determinar las características de un UPS si es necesario para proteger los equipos de picos de corrientes instantáneos, por ejemplo equipo de cómputo que tiene un factor de cresta que puede llegar a un valor de 3 o 5.

Espectro de frecuencias

Provee una representación de las señales eléctricas y se puede utilizar para evaluar la distorsión.

5.3. Solución para atenuar armónicas

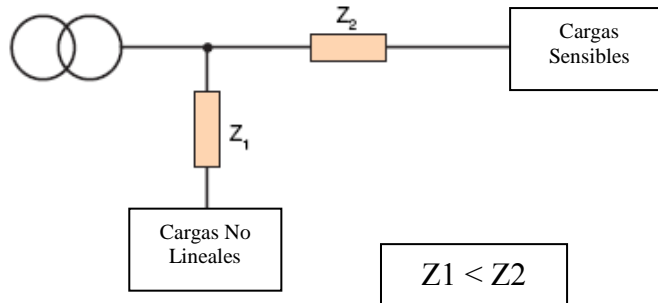
5.3.1. Soluciones básicas

Para limitar la propagación de las armónicas en la red de distribución, existen varias soluciones que se encuentran disponibles y se deben de tomar en cuenta cuando se desea diseñar una instalación nueva.

5.3.1.1. Posicionar las cargas no lineales cuesta arriba en el sistema

Los disturbios de armónicas incrementan conforme la potencia de corto circuito disminuye, debido a esto y a consideraciones económicas se deben de instalar las cargas no lineales lo más cuesta arriba de posible.

Figura 56. Posicionamiento recomendado de las cargas no lineales

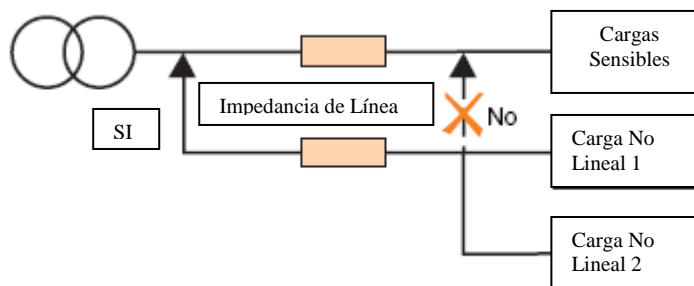


Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.185

5.3.1.2. Grupo de cargas no lineales

Cuando se realiza el diagrama unifilar de una red de distribución, las cargas no lineales se deben de separar de las demás cargas, formando dos grupos y se deben de alimentar por diferentes barras.

Figura 57. Conexión de grupos de cargas no lineales lo más lejanas posibles

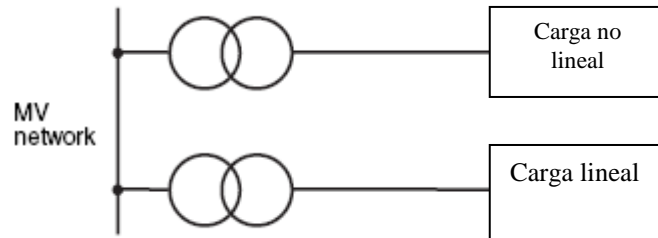


Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.189

5.3.1.3. Crear fuentes separadas

Con el fin de limitar las armónicas, se puede disponer de otra mejora, la cual consiste en crear una fuente independiente mediante un transformador. La desventaja de esta configuración es se incrementa el costo de la instalación y de los equipos a utilizar.

Figura 58. Alimentación de cargas no lineales por medio de transformadores independientes



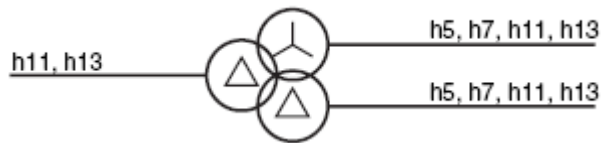
Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.193

5.3.1.4. Transformadores con conexiones especiales

Se pueden utilizar diferentes conexiones para la conexión de los transformadores, estas conexiones especiales pueden eliminar ciertas armónicas, las cuales son:

- Conexión Dyd, suprime la 5ta y 7ma armónica
- Conexión Dy suprime la 3ra armónica
- Conexión DZ5 suprime la 5ta armónica

Figura 59. Conexión Dyd para bloquear la propagación de la 5ta y 7ma armónica



Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.199

5.3.1.5. Instalación de reactores

Cuando se alimentan variadores de frecuencia, es posible suavizar la magnitud de la corriente por medio de la instalación de reactores, también se puede lograr aumentando la impedancia del circuito de alimentación, esto también reduce o limita la corriente producida por armónicas. La instalación de reactores supresores de armónicas o banco de capacitores incrementa la impedancia del reactor/capacitor para limitar las armónicas, también evita la resonancia y protege los capacitores.

5.3.2. Filtrado de armónicas

En las instalaciones en las cuales las acciones preventivas no son suficientes, es necesario equipar la instalación con sistemas de filtrado de armónicas. Existen tres tipos de filtros:

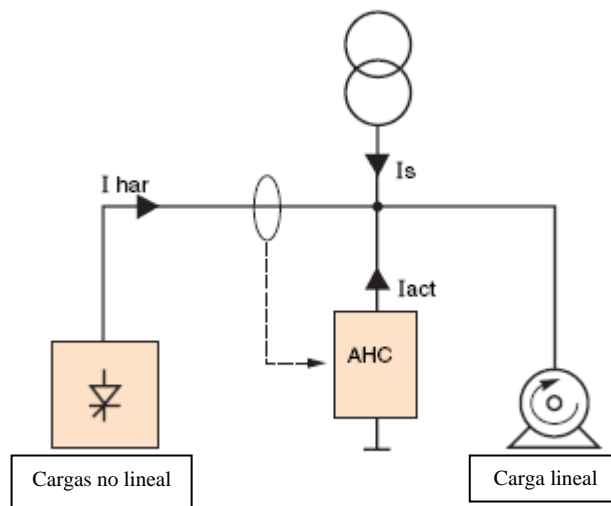
- Activos
- Pasivos
- Híbridos

5.3.2.1. Filtros activos

Su aplicación principal se da en las instalaciones comerciales con una distribución de cargas no lineales que representan menos de 200KVA, estas cargas podrían ser variadores de velocidad, UPS's, equipo de oficina, etc. También se pueden aplicar en instalaciones en donde se desea disminuir la distorsión de corriente para evitar sobrecargas.

Estos sistemas de filtrado están compuestos por equipo de electrónica de potencia y se pueden instalar en serio o en paralelo con las cargas no lineales. Los filtros compensan las corrientes armónicas y la caída de voltaje producida por esta.

Figura 60. Filtro activo



Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.203

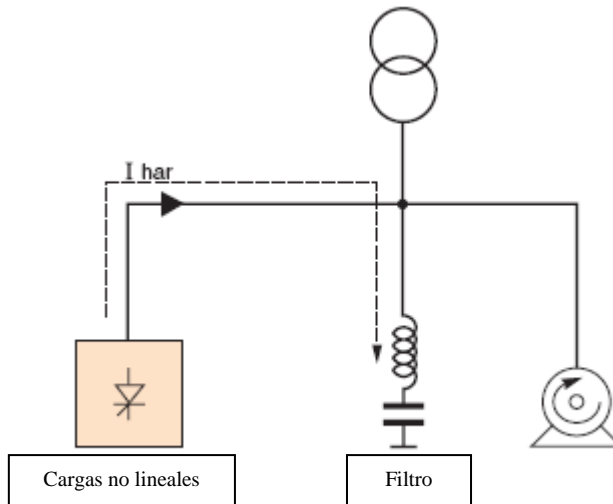
La figura presenta un filtro activo conectado en paralelo, este proporciona la compensación necesaria para corregir la corriente armónica producida por las cargas no lineales, $I_{har} = -I_{act}$. El filtro activo inyecta una corriente en fase opuesta a la corriente armónica producida por las cargas no lineales, para que de esta manera la corriente de línea permanezca sinusoidal.

5.3.2.2. Filtros pasivos

Su aplicación principal se da en las instalaciones comerciales con una distribución de cargas no lineales que representan más de 200KVA, estas cargas podrían ser variadores de velocidad, UPS's, equipo de oficina, etc. En estas instalaciones se requiere que se corrija el factor de potencia. También se pueden aplicar en instalaciones en donde se desea disminuir la distorsión de corriente para evitar sobrecargas.

Un filtro pasivo está constituido por circuito LC, el cual esta sintonizado para que cada orden de armónica sea filtrado, este filtro se instala en paralelo con las cargas no lineales.

Figura 61. Filtro pasivo



Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.210

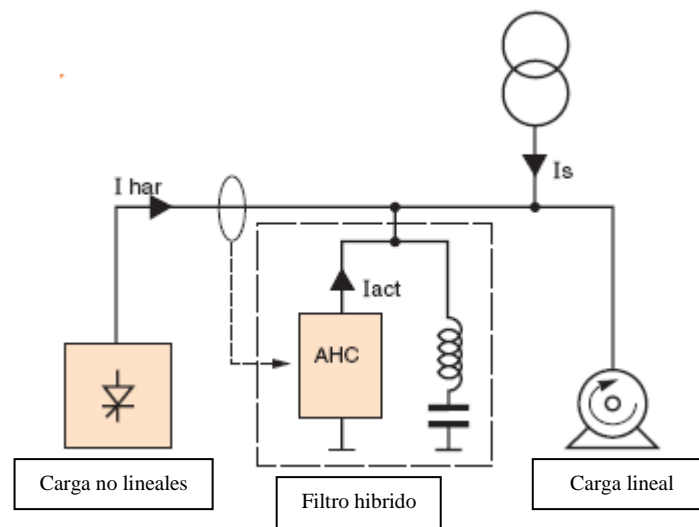
El circuito en paralelo absorbe las armónicas para evitar que fluyan hacia el sistema de distribución de la instalación. Generalmente el filtro pasivo esta sintonizado cerca del orden de la armónica que se desea eliminar. Si se necesita reducir cierto número de órdenes de armónicas se pueden conectar varios filtros en paralelo.

5.3.2.3. Filtros híbridos

Su aplicación principal se da en las instalaciones comerciales con una distribución de cargas no lineales que representan más de 200KVA, estas cargas podrían ser variadores de velocidad, UPS's, equipo de oficina, etc. En estas instalaciones se requiere que se corrija el factor de potencia. También se pueden aplicar en instalaciones en donde se desea disminuir la distorsión de corriente para evitar sobrecargas. Este tipo de filtros se utiliza en instalaciones en donde se desea limitar estrictamente la emisión y contaminación de armónicas. Este tipo de filtros es una combinación de los filtros

activos y pasivos dentro de un mismo equipo, por lo que se llaman filtros híbridos. Este tipo de filtro ofrece las ventajas de ambos filtros y cubre un amplio rango de potencias y niveles de rendimientos.

Figura 62. Filtro híbrido



Fuente: Schneider Electric. Electrical Installation Guide Pág.213

5.3.3. Métodos para solución

La mejor solución en términos técnicos y financieros se basa en la realización de un estudio. A este estudio se le llama auditoría eléctrica, en donde se determina cuáles son los elementos que provocan disturbios en la red de distribución. Los pasos para realizar esta auditoría son los siguientes:

- Medición de los disturbios que afectan la corriente, el voltaje de fase a fase y de fase a neutro de las fuentes de alimentación
- Realizar un modelo en computadora del fenómeno bajo estudio para obtener una explicación precisa de la causa y poder determinar la mejor solución
- Realizar un reporte de la auditoría conteniendo lo siguiente:
- Niveles de disturbios de corriente

- Niveles máximos permitidos de los disturbios, según norma IEC6100, IEC34
- Propuesta, conteniendo soluciones con niveles de eficiencia permitidos y que garanticen un buen funcionamiento
- Implementación de la solución seleccionada

5.3.4. Algunos productos

5.3.4.1. Filtros pasivos

Los filtros pasivos están hechos con bobinas y capacitores instalados en un circuito resonante sintonizado para eliminar un orden específico de armónica. Una instalación puede requerir de varios filtros para eliminar varias órdenes de armónicas. Por ejemplo para un voltaje de 400V, 3 fases, los niveles de potencia son los siguientes:

- 265 kVAR / 470 A para armónicos del orden 5
- 145 kVAR / 225 A para armónicos del orden 7
- 105 kVAR / 145 A para armónicos del orden 11

Los filtros pueden ser diseñados para cualquier voltaje o corriente.

5.3.4.2. Filtros activos

- 400 V, 3 fases, se pueden diseñar para niveles de corriente de entre 20A y 120A.
- Diseñados para filtrar armónicas del orden 2 al 25
- Se pueden diseñar para voltajes de 480 V, 3 fases y pueden filtrar entre 50 y 30 amperios por fase
- Todas las armónicas del 50 hacia arriba son filtradas
- Incluyen la función para corregir el factor de potencia

6 DISEÑO Y CÁLCULO DEL BANCO DE CAPACITORES BAJO DISTORSIÓN ARMÓNICA EN LA INDUSTRIA DE PRODUCCIÓN DE CLORO

6.1. Características de los equipos en la instalación

6.1.1. Valores nominales

M1			
BOMBA MASTER			
50 HP	220 Δ / 440Y	126 / 36 A	Ia=6.6In
F.P. 0.84	F.S. 1.15	1800 RPM	60 Hz
Ta 15/40°C	3 FASES		

M2			
MEZCLADORA			
40 HP	220 Δ / 440Y	110 / 58 A	F.P. = 0.84
60 Hz	1800 RPM	3 FASES	

M3			
BOMBA DE VACÍO			
12 HP	220 Δ / 440Y	50 / 20 A	F.P. = 0.84
60 Hz	1800 RPM	3 FASES	Ia = 6.3 In

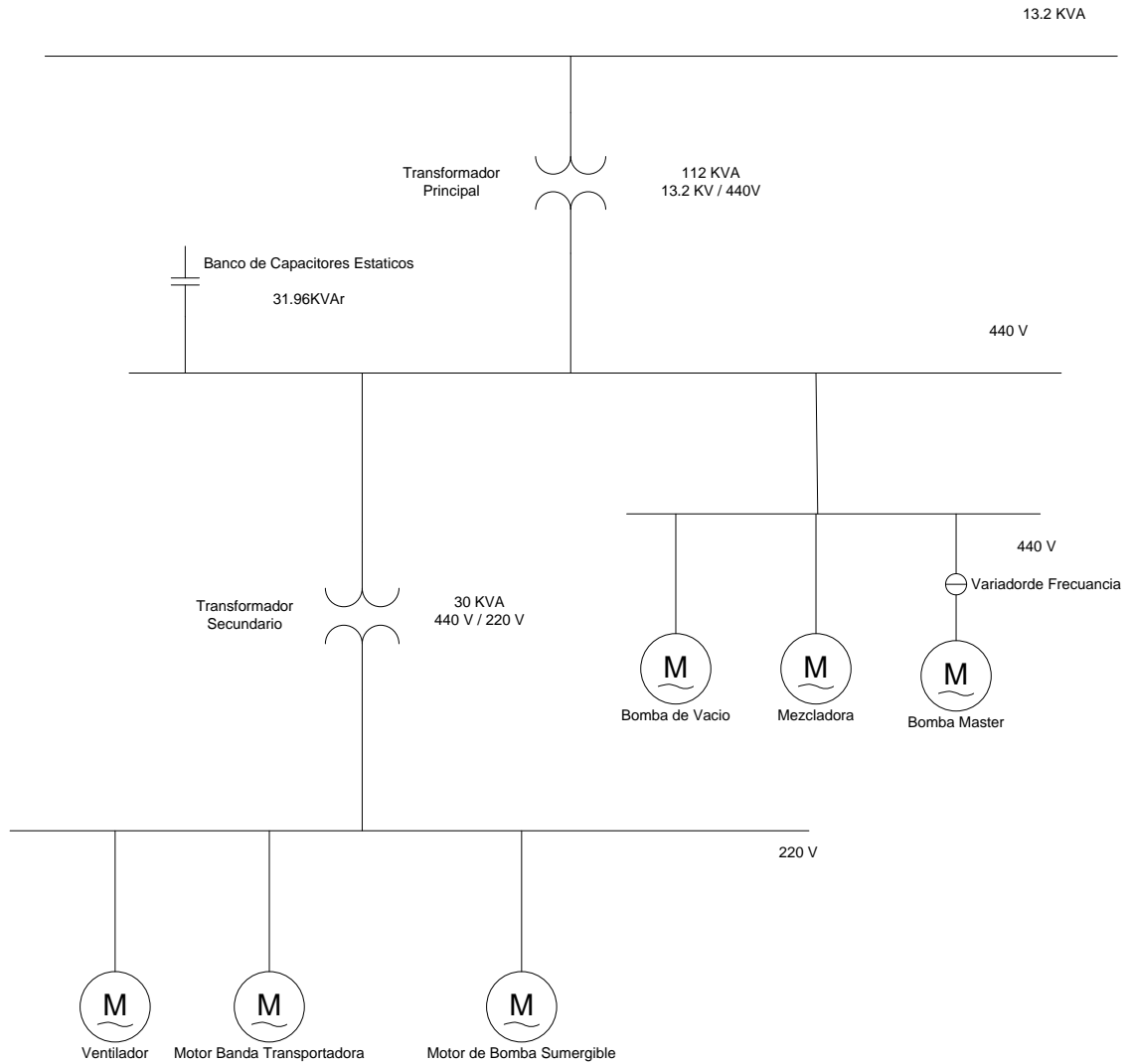
M4			
VENTILADOR			
10 HP	220 Δ / 440Y	25 / 12.5 A	F.P. = 0.8
60 Hz	3 FASES	3600 RPM	F.S. = 1.15

M5			
MOTOR BANDA TRANSPORTADORA			
2 HP	220Δ / 440Y	F.P. = 0.80	1750 RPM
60 HZ	3 FASES		

M6			
MOTOR DE BOMBA SUMERGIBLE			
2HP	220	1 FASE	1800 RPM

VARIADOR DE FRECUENCIA MARCA DELTA			
50 HP	440 V	3 FASES	60 HZ

6.1.2. Diagrama unifilar



6.2. Análisis teórico

6.2.1. Cálculo de la potencia activa, reactiva y del factor de potencia mediante los parámetros nominales de los equipos

CÁLCULO DE POTENCIA REACTIVA

M1					
F.P. = $\cos \Theta$			$\tan \Theta = Q/P$		
$\Theta = \cos^{-1}(\text{F.P.})$			$Q = P \tan \Theta$		
Θ	32.86	°	Q	24.09	KVAr

M2					
F.P. = $\cos \Theta$			$\tan \Theta = Q/P$		
$\Theta = \cos^{-1}(\text{F.P.})$			$Q = P \tan \Theta$		
Θ	33.90	°	Q	20.05	KVAr

M3					
F.P. = $\cos \Theta$			$\tan \Theta = Q/P$		
$\Theta = \cos^{-1}(\text{F.P.})$			$Q = P \tan \Theta$		
Θ	36.87	°	Q	6.71	KVAr

M4					
F.P. = $\cos \Theta$			$\tan \Theta = Q/P$		
$\Theta = \cos^{-1}(\text{F.P.})$			$Q = P \tan \Theta$		
Θ	36.87	°	Q	5.60	KVAr

M5					
F.P. = $\cos \Theta$			$\tan \Theta = Q/P$		
$\Theta = \cos^{-1}(\text{F.P.})$			$Q = P \tan \Theta$		
Θ	41.41	°	Q	1.32	KVAr

M6					
F.P. = $\cos \Theta$			$\tan \Theta = Q/P$		
$\Theta = \cos^{-1}(\text{F.P.})$			$Q = P \tan \Theta$		
Θ	45.57	°	Q	1.52	KVAr

POTENCIA ACTIVA TOTAL (P_T)	86.54 KW
POTENCIA REACTIVA TOTAL (Q_T)	59.29 KVAr

FACTOR DE POTENCIA DE OPERACIÓN	F.P. = $\cos(\tan^{-1} Q_{TOTAL}/P_{TOTAL})$
F.P. DE OPERACIÓN	0.82
POTENCIA APARENTE TOTAL (S_T)	$S_T = P_T/\text{F.P.}$
POTENCIA APARENTE TOTAL (S_T)	105.54 KVA

En donde:

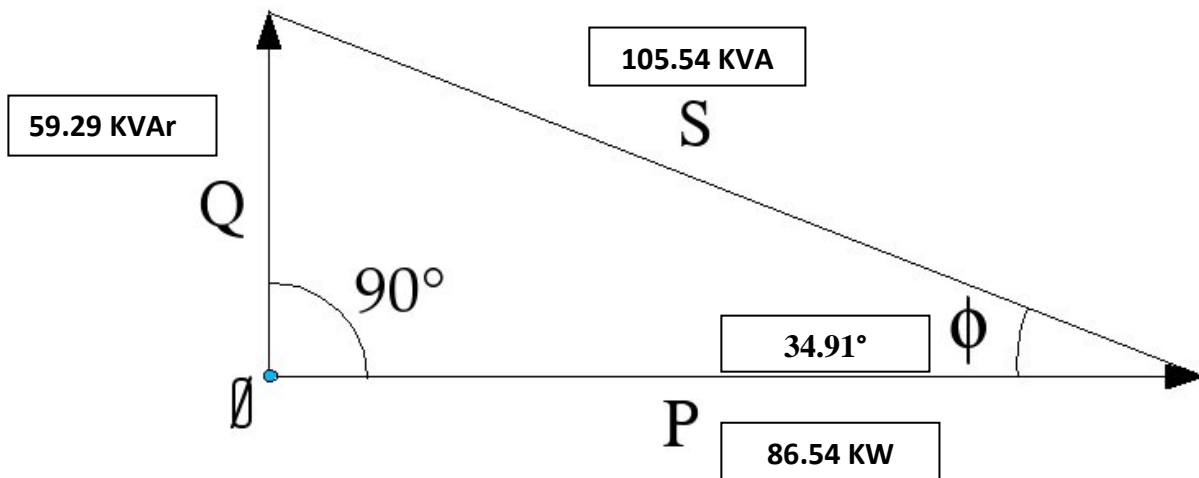
F.P.: Factor de Potencia

Q: Potencia Reactiva

P: Potencia Activa

S: Potencia Aparente

Figura 64. Triángulo de potencia de la instalación industrial



6.2.2. Cálculo de pérdidas en los alimentadores con el factor de potencia inicial en el sistema (FP=0.82)

La corriente de la línea antes de conectar los capacitores es:

La demanda total (86.54 KW) de los cuales hay dos equipos que trabajan a un nivel de tensión de 440 V, es decir una demanda de 67.14 KW.

Por tanto se puede decir que:

$$KVA = \frac{KW}{\cos \theta_1}$$

$$KVA = \frac{67.14 \text{ KW}}{\cos 0.82} = 81.87 \text{ KVA}$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

$$Q = \sqrt{81.87^2 - 67.14^2} = 46.85 \text{ KVA}r$$

Ahora se tiene que:

$$P = \sqrt{3} * V_L * I_L * \cos \theta$$

Despejando la corriente de línea:

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} * V_L * \cos \theta}$$

A partir de estas ecuaciones se establece que la corriente es:

$$I_L = \frac{67.14 \text{ KW}}{\sqrt{3} * 440 * 0.82} = 107.43 \text{ A}$$

Ahora bien, con este valor de corriente y sabiendo que la distancia del transformador de 112.5 KVA 13.2 KV/440V al tablero principal de (440 V) es de 18 metros y que el conductor utilizado es calibre 2/0 AWG THWN 600 V 90°. Con este dato se puede calcular la resistencia del conductor para luego poder determinar las pérdidas por Efecto Joule.

El cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$R_C = \frac{\rho_c * L}{A_C}$$

R_C : Resistencia del conductor en Ω

ρ_c : Resistividad del cobre ($1.7 \times 10^{-8} \Omega\text{-m}$)

A: Área del conductor en m^2

L: Longitud del conductor en m

Para un conductor calibre 2/0 AWG THWN 600 V 90° el área en mm^2 es de 67.42 mm^2 , esto es igual a $6.742 \times 10^{-5} \text{ m}^2$. Se tiene el siguiente resultado:

$$R_C = \frac{(1.7 \times 10^{-8} \Omega - \text{m}) * (18\text{m})}{6.742 \times 10^{-5} \text{ m}^2} = 4.54 \times 10^{-3} \Omega$$

Las pérdidas por Efecto Joule son las que se manifiestan en forma de calor en los conductores, están dimensionadas en watts y se calculan de la siguiente manera:

$$P_{E.J.} = I^2 * R_C$$

Donde:

$P_{E.J.}$: Pérdidas por Efecto Joule (W)

I : Corriente que circula por el conductor (A)

R_C : Resistencia del conductor (Ω)

Calculando las pérdidas de línea:

$$P_{E.J.} = (107.43A)^2 * (4.54 \times 10^{-3}\Omega) = 52.38 W$$

Se tiene luego en las tres líneas:

$$P_{E.J.} = 52.38 W * 3 = 157.14 W$$

La demanda restante de la planta es de 19.40 KW a un nivel de tensión de 220 V con un factor de potencia de 0.82 en atraso. Por tanto se puede decir que:

$$KVA = \frac{19.4 KW}{0.82} = 23.66 KVA$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

$$Q = \sqrt{23.66^2 - 19.40^2} = 13.54 KVAr$$

Ahora se tiene que:

$$P = \sqrt{3} * V_L * I_L * \cos \theta$$

Despejando la corriente de línea:

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} * V_L * \cos \theta}$$

A partir de estas ecuaciones se puede decir que la corriente es:

$$I_L = \frac{19.40 \text{ KW}}{\sqrt{3} * 220 * 0.82} = 62.10 \text{ A}$$

Con este valor de corriente y sabiendo que la distancia del transformador de 30 KVA 440V/220V al tablero principal de (440 V) es de 19 metros y que el conductor utilizado es calibre 1/0 AWG THWN 600 V 90°. Con este dato se puede calcular la resistencia del conductor para luego poder determinar las pérdidas por Efecto Joule. El cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$R_C = \frac{\rho_c * L}{A_C}$$

R_C : Resistencia del conductor en Ω

ρ_c : Resistividad del cobre ($1.7 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$)

A: Área del conductor en m^2

L: Longitud del conductor en m

Para un conductor calibre 1/0 AWG THWN 600 V 90° el área en mm^2 es de 53.49 mm^2 , esto es igual a $5.349 \times 10^{-5} m^2$. Se tiene el siguiente resultado:

$$R_C = \frac{(1.7 \times 10^{-8} \Omega \cdot m) * (19m)}{5.349 \times 10^{-5} m^2} = 6.04 \times 10^{-3} \Omega$$

$$P_{E.J.} = I^2 * R_C$$

Donde:

$P_{E.J.}$: Pérdidas por Efecto Joule (W)

I : Corriente que circula por el conductor (A)

R_C : Resistencia del conductor (Ω)

Calculando:

$$P_{E.J.} = (62.10A)^2 * (6.04 \times 10^{-3}\Omega) = 23.29 W$$

Calculando las pérdidas en las tres líneas, se tiene:

$$P_{E.J.} = 23.29 W * 3 = 69.87 W$$

Después de esto podemos decir que las pérdidas en los alimentadores principales suman un total de:

$$P_{perdidas\ totales\ en\ alimentadores} = P_{2/0} + P_{1/0}$$

$$P_{perdidas\ totales\ en\ alimentadores} = 157.14 + 69.87 = 227.01 W$$

6.2.3. Cálculo la caída de voltaje en los alimentadores con el factor de potencia inicial en el sistemas (FP=0.82)

Al circular una corriente eléctrica a través de los conductores de una instalación; se produce en ellos una caída de tensión que responde a la siguiente expresión:

$$V_P = I * R_C$$

Donde:

V_P : Voltaje de pérdida en el conductor (V)

I : Corriente de carga (A)

R_C : Resistencia del conductor (Ω)

- Calculando la caída de voltaje en el conductor calibre 2/0 AWG

$$V_P = 107.43A * 4.54 \times 10^{-3}\Omega = 0.50 \text{ V}$$

Para calcular el porcentaje de perdida se realiza de la siguiente manera:

$$\%V = \frac{V_P}{V_N} * 100$$

Donde:

$\%V$: Porcentaje de variación de voltaje

V_P : Voltaje de Pérdidas

V_N : Voltaje Nominal

Calculando:

$$\%V = \frac{0.50}{440} * 100 = 0.11\%$$

- Calculando la caída de voltaje en el conductor calibre 1/0 AWG

$$V_P = 62.10A * 6.04 \times 10^{-3}\Omega = 0.38 \text{ V}$$

Calculando:

$$\%V = \frac{0.38}{220} * 100 = 0.17\%$$

6.2.4. Cálculo de la corrección del factor de potencia para el valor del banco de capacitores

Para corregir el factor de potencia debemos primero de establecer cuál será nuestro nuevo factor de potencia y este lo seleccionamos en un valor en el cual ya no paguemos una penalización económica por bajo factor de potencia y en donde técnicamente la instalación se vuelva más eficiente. En este caso el valor al que queremos llegar es a 0.95 y para lograrlo se debe primero calcular el tamaño del banco de capacitores. Para este cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$Q_{CAP} = KW * \left[\left[\frac{1}{(\cos \theta_1)^2} - 1 \right]^{1/2} - \left[\frac{1}{(\cos \theta_2)^2} - 1 \right]^{1/2} \right]$$

En donde:

Q_{CAP} : Potencia reactiva de los capacitores (KVAR)

KW : Potencia activa de la carga (KW)

$\cos \theta_1$: Factor de potencia inicial o actual

$\cos \theta_2$: Factor de potencia final o deseada

$$Q_{CAP} = 86.54KW * \left[\left[\frac{1}{(0.82)^2} - 1 \right]^{1/2} - \left[\frac{1}{(0.95)^2} - 1 \right]^{1/2} \right] = 31.96 \text{ KVAR}$$

De este resultado se concluye que se debe instalar un banco de condensadores de 35 KVAR que es un valor comercial a un nivel de tensión de 440 V.

6.2.5. Cálculo de pérdidas en los alimentadores con el factor de potencia deseado en el sistema. (FP=0.95)

Luego de conectar el banco de capacitores se tiene un factor de potencia de 0.95, este cambio afecta a todo el sistema por lo que se deben de recalcular las pérdidas en los conductores por Efecto Joule y la caída de voltaje para poder comparar económicamente los ahorros y la viabilidad del proyecto.

Por tanto se dice que:

$$KVA = \frac{67.14 \text{ KW}}{\cos 0.95} = 70.67 \text{ KVA}$$

$$Q = \sqrt{70.67^2 - 67.14^2} = 22.05 \text{ KVAr}$$

$$I_L = \frac{67.14 \text{ KW}}{\sqrt{3} * 440 * 0.95} = 92.73 \text{ A}$$

$$P_{E.J.} = (92.73 \text{ A})^2 * (4.54 \times 10^{-3} \Omega) = 39.04 \text{ W}$$

Calculando las pérdidas en las tres líneas, se tiene:

$$P_{E.J.} = 39.04 \text{ W} * 3 = 117.13 \text{ W}$$

La demanda restante de la planta es de 19.40 KW a un nivel de tensión de 220 V con un factor de potencia de 0.95 en atraso. Por tanto se puede decir que:

$$KVA = \frac{19.4 \text{ KW}}{0.95} = 20.42 \text{ KVA}$$

$$Q = \sqrt{20.42^2 - 19.40^2} = 6.37 \text{ KVA}r$$

$$I_L = \frac{19.40 \text{ KW}}{\sqrt{3} * 220 * 0.95} = 53.60 \text{ A}$$

$$P_{E.J.} = (53.60A)^2 * (6.04 \times 10^{-3}\Omega) = 17.35 \text{ W}$$

Calculando las pérdidas en las tres líneas, se tiene:

$$P_{E.J.} 17.35 \text{ W} * 3 = 52.05 \text{ W}$$

Después de esto se puede decir que las pérdidas en los alimentadores principales suman un total de:

$$P_{perdidas \text{ totales en alimentadores}} = 117.13 + 52.05 = 169.18 \text{ W}$$

6.2.6. Cálculo la caída de voltaje en los alimentadores con el factor de potencia deseado en el sistemas (FP=0.95)

- Calculando la caída de voltaje en el conductor calibre 2/0 AWG

$$V_P = 92.73A * 4.54 \times 10^{-3}\Omega = 0.42 \text{ V}$$

Para calcular el porcentaje de pérdida de voltaje se realiza de la siguiente manera:

$$\%V = \frac{0.42}{440} * 100 = 0.095\%$$

- Calculando la caída de voltaje en el conductor calibre 1/0 AWG

$$V_p = 53.60A * 6.04 \times 10^{-3}\Omega = 0.32 V$$

Calculando el porcentaje de pérdida de voltaje:

$$\%V = \frac{0.32}{220} * 100 = 0.14\%$$

6.2.7. Cálculo del parámetro “Distorsión Total De Armónicos THD” para el voltaje y corriente debido a cargas no lineales

Actualmente los proveedores de equipos eléctricos cuentan con una gran variedad de utilidades o *software* que ayudan a realizar los cálculos de las características de los motores y variadores de frecuencia. El *software* que se utilizó para obtener los parámetros del motor y del variador de frecuencia se llama “*DRIVE SIZE*” de la casa “ABB”. A continuación se muestran los valores de distorsión total de armónicas de corriente y voltaje del motor de la Bomba Máster, así como los porcentajes de los órdenes de las armónicas que van de la fundamental a la número 49.

Figura 65. Rectificador trifásico del variador de frecuencia con filtro capacitivo e inductor

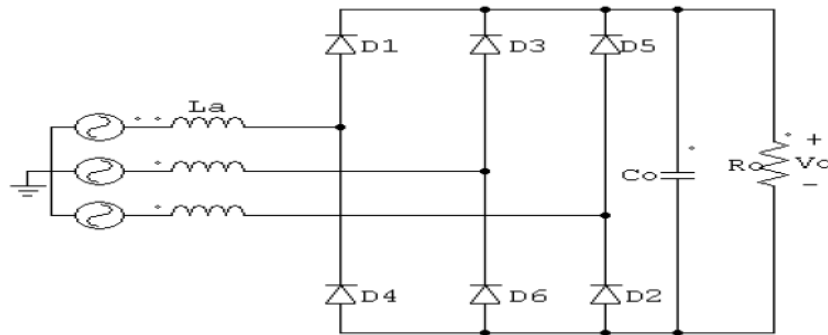


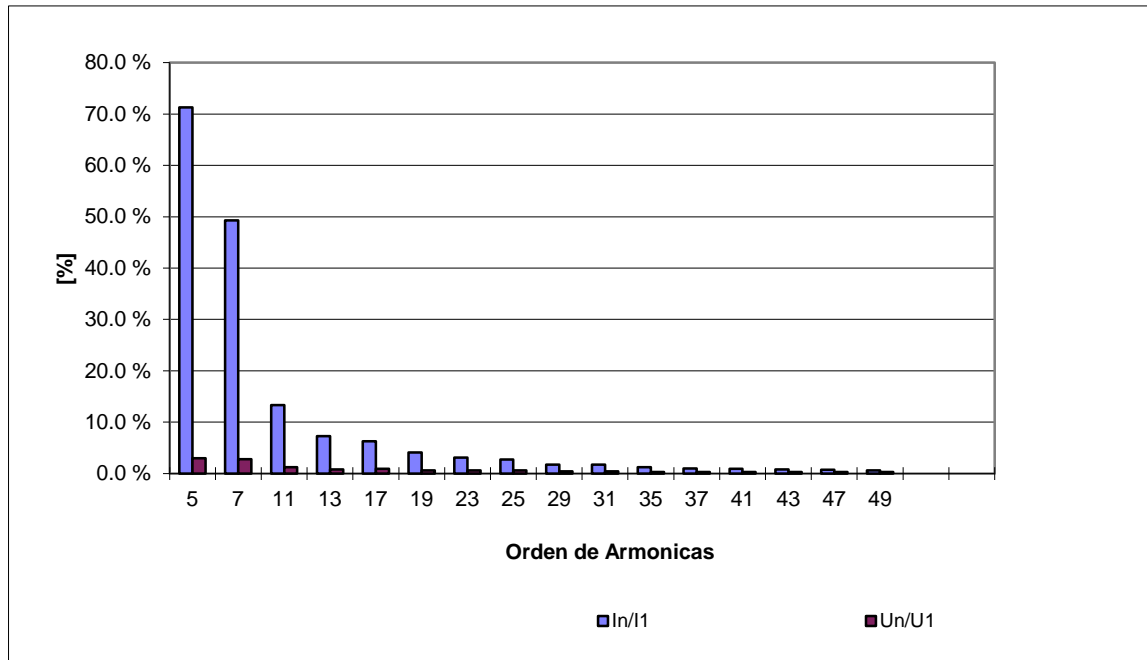
Figura 66. Resultado del Análisis de Armónicos de la Red (L=0μH)

CASO 1: Lac=0 μH



Revisión de la Red							
Lado Secundario							
Datos de la Red y del Transformador			Datos de la Unidad de Alimentación				
Voltaje Primario [V]	13200	Longitud del Cable [m]	3				
Voltaje Secundario [V]	440	Lac [μH]	0				
Frecuencia [Hz]	60	Cdc [mF]	2				
Transformador Sn [kVA]	112	Udc [V]	596				
Cantidad de Cables	3	Pdc [kW]	27.8				
Impedancia del Cable [μOhm/m]	70						
Resultados					calc/limit		
Cos φ1	0.980	THD Corriente	88.5 %	TDD Corriente	0 %/0 %		
Factor de Potencia Total	0.734	THD Voltaje	4.6 %	THD Voltaje	0 %/0 %		
n	f [Hz]	Corriente [A]	In/I1	Voltaje[V]	Un/U1	IEEE Corrientes	IEEE Voltaje
1	60	37.8	100.0 %	439.0	100.0 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
5	300	27.0	71.3 %	13.0	3.0 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
7	420	18.6	49.3 %	12.5	2.8 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
11	660	5.0	13.3 %	5.2	1.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
13	780	2.7	7.3 %	3.5	0.8 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
17	1020	2.4	6.3 %	3.8	0.9 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
19	1140	1.5	4.1 %	2.8	0.6 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
23	1380	1.2	3.1 %	2.5	0.6 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
25	1500	1.0	2.7 %	2.4	0.6 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
29	1740	0.6	1.7 %	1.7	0.4 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
31	1860	0.6	1.7 %	1.9	0.4 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
35	2100	0.4	1.2 %	1.4	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
37	2220	0.4	1.0 %	1.4	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
41	2460	0.3	0.9 %	1.4	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
43	2580	0.3	0.8 %	1.2	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
47	2820	0.3	0.7 %	1.2	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
49	2940	0.2	0.6 %	1.1	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %

Figura 67. Espectro de Armónicas (L=0μH)



Calculando el Factor de Potencia de Distorsión:

$$F.P._{Dist} = \frac{1}{\sqrt{1 + (THD_I)^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + (0.885)^2}} = 0.75$$

Calculando el Factor de Potencia Total:

$$F.P._{Total} = 0.98 * 0.75 = 0.735$$

Resumen:

$F.P._{Dist} = 0.75$	L=0μH
$F.P._{Desp} = 0.98$	$T.H.D._I = 88.5\%$
$F.P._{Total} = 0.735$	$T.H.D._V = 4.6\%$

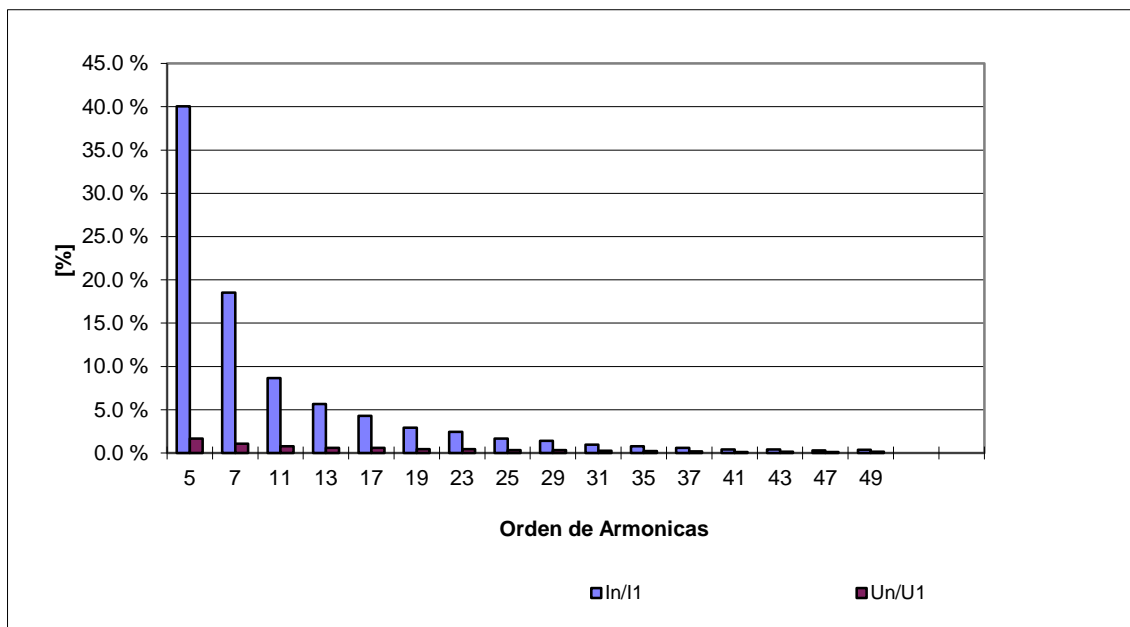
Figura 68. Resultado del Análisis de Armónicos de la Red (L=390μH)

Caso 2: $L_{ac}=390 \mu H$



Revisión de la Red							
Lado Secundario							
Datos de la Red y del transformador				Datos de la unidad de alimentación		AC /	
Voltaje Primario [V]	13200	Longitud del cable [m]	18				
Voltaje Secundario [V]	440	L [μH]	390				
Frecuencia [Hz]	60	C [mF]	2				
Transformador Sn [kVA]	112	Udc [V]	578.1				
Cantidad de cables	3	Pdc [kW]	27.8				
Impedancia del cable [uOhm/m]	70						
Resultados						calc/limit	
Cos φ1	0.980	THD Corriente	45.8 %	TDD Corriente	0 %/0%		
Factor de Potencia Total	0.891	THD Voltaje	2.5 %	THD Voltaje	0 %/0%		
n	f [Hz]	Corriente [A]	In/I1	Voltaje[V]	Un/U1	IEEE Corrientes	IEEE Voltaje
1	60	37.9	100.0 %	439.0	100.0 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
5	300	15.2	40.0 %	7.3	1.7 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
7	420	7.0	18.5 %	4.7	1.1 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
11	660	3.3	8.7 %	3.4	0.8 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
13	780	2.1	5.7 %	2.7	0.6 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
17	1020	1.6	4.3 %	2.6	0.6 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
19	1140	1.1	2.9 %	2.0	0.5 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
23	1380	0.9	2.4 %	2.0	0.5 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
25	1500	0.6	1.7 %	1.5	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
29	1740	0.5	1.4 %	1.4	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
31	1860	0.4	1.0 %	1.1	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
35	2100	0.3	0.8 %	1.0	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
37	2220	0.2	0.6 %	0.8	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
41	2460	0.2	0.4 %	0.6	0.1 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
43	2580	0.2	0.4 %	0.7	0.1 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
47	2820	0.1	0.3 %	0.5	0.1 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
49	2940	0.1	0.4 %	0.7	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %

Figura 69. Espectro de Armónicas (L=390μH)



Calculando el Factor de Potencia de Distorsión:

$$F.P._{Dist} = \frac{1}{\sqrt{1 + (THD_I)^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + (0.458)^2}} = 0.91$$

Calculando el Factor de Potencia Total:

$$F.P._{Total} = 0.98 * 0.91 = 0.891$$

Resumen:

$F.P._{Dist} = 0.91$	$L=390\mu H$
$F.P._{Desp} = 0.98$	$T.H.D._I = 45.8\%$
$F.P._{Total} = 0.891$	$T.H.D._V = 2.5\%$

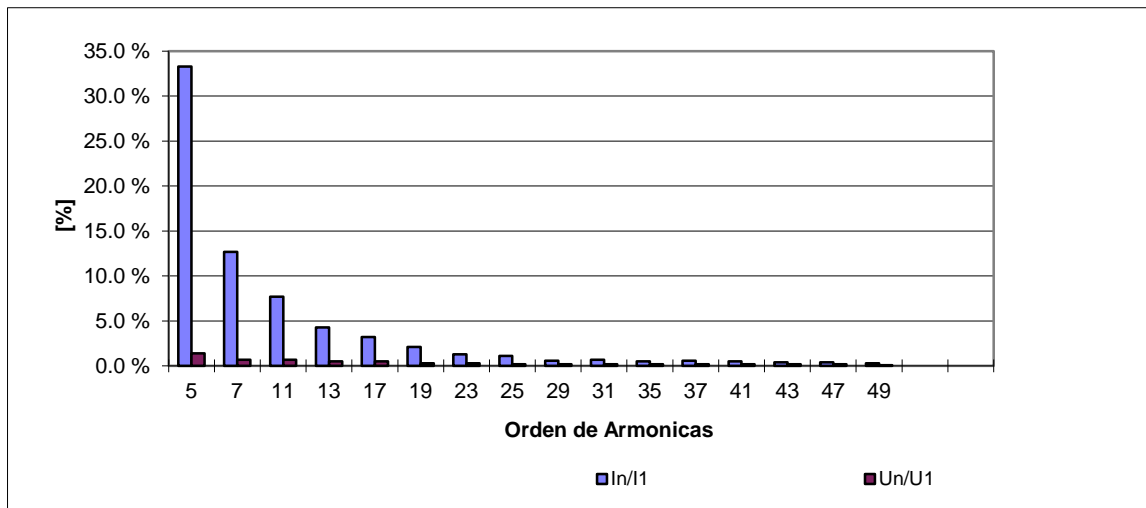
Figura 70. Resultado del Análisis de Armónicos de la Red (L=690μH)

Caso 3: $L_{ac}=690 \mu H$



Revisión de la Red							
Lado Secundario							
Datos de la Red y del Transformador				Datos de la Unidad de Alimentación			
Primary voltage [V]	13200	Longitud del Cable [m]	18				
Secondary voltage [V]	440	Lac [μH]	690				
Frequency [Hz]	60	Cdc [mF]	2				
Transformer Sn [kVA]	112	Udc [V]	571.5				
Cable quantity	3	Pdc [kW]	27.8				
Cable impedance [uOhm/m]	70						
Resultados						calc/limit	
Cos φ1	0.980	THD Corriente	36.9 %	TDD Corriente	0 %/0%		
Factor de Potencia Total	0.919	THD Voltaje	1.9 %	TDD Voltaje	0 %/0%		
n	f [Hz]	Corriente [A]	In/I1	Voltaje[V]	Un/U1	IEEE Corrientes	IEEE Voltaje
1	60	38.0	100.0 %	438.9	100.0 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
5	300	12.6	33.3 %	6.1	1.4 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
7	420	4.8	12.7 %	3.2	0.7 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
11	660	2.9	7.7 %	3.1	0.7 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
13	780	1.6	4.3 %	2.0	0.5 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
17	1020	1.2	3.2 %	2.0	0.5 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
19	1140	0.8	2.1 %	1.4	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
23	1380	0.5	1.3 %	1.2	0.3 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
25	1500	0.4	1.1 %	1.0	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
29	1740	0.2	0.6 %	0.7	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
31	1860	0.3	0.7 %	0.8	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
35	2100	0.2	0.5 %	0.7	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
37	2220	0.2	0.6 %	0.7	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
41	2460	0.2	0.5 %	0.8	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
43	2580	0.2	0.4 %	0.7	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
47	2820	0.1	0.4 %	0.7	0.2 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %
49	2940	0.1	0.3 %	0.5	0.1 %	0.0 %/0.0 %	0.0 %/0.0 %

Figura 71. Espectro de Armónicas (L=690μH)



Calculando el Factor de Potencia de Distorsión:

$$F.P._{Dist} = \frac{1}{\sqrt{1 + (THD_I)^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + (0.369)^2}} = 0.94$$

Calculando el Factor de Potencia Total:

$$F.P._{Total} = 0.98 * 0.94 = 0.92$$

Resumen:

$F.P._{Dist} = 0.94$	$L=690\mu H$
$F.P._{Desp} = 0.98$	$T.H.D._I = 36.9\%$
$F.P._{Total} = 0.92$	$T.H.D._V = 1.9\%$

6.2.8. Cálculo aproximado de la facturación de energía

Potencia Instalada: 86.54 KW

F.P.: 0.82

Horario de Operación de la Maquinaria:

Lunes a Sábado

8:00am a 5:00pm

Periodo de Facturación: 26 Días

Categoría según el Pliego Tarifario emitido por la CNEE:

Tabla VI. Valores de precio por consumo según pliego tarifario

MEDIA TENSION Con Demanda fuera de Punta - MTDfp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	684.980174
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	1.347705
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	29.877097
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	13.553170

Fuente: Pliego tarifario emitido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica según la resolución CNEE 15-2010

Sistema Actual:

Demanda: 86.54 KW

Energía Consumida al Mes:

$$E = (8hr) * (26dias) * (86.54KW) = 18000.32 KWh/mes$$

Costo de Operación:

Precio x Demanda = 86.54 KW x 29.877097Q/KW-mes = 2585.56 Q/mes

Precio x Consumo = 18000.32 KWh/mes x 1.347705 Q/KWh = 24259.12 Q/mes

Costo Total = 26844.68 Q/mes

Cargo por Bajo Factor de Potencia:

La resolución de la CNEE 15-98 estipula en el artículo 11 lo siguiente:

“PARA EL PRIMER AÑO, CUANDO EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE UN USUARIO TENGA UN FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO INFERIOR A 0.85, A LOS CARGOS POR ENERGÍA Y POTENCIA DE LA TARIFA CORRESPONDIENTE, SE LES HARÁ UN RECARGO EQUIVALENTE AL UNO POR CIENTO (1%) DEL VALOR DE LOS MISMOS, POR CADA DÉCIMA (0.01) EN QUE DICHO FACTOR BAJA DE 0.85. DEL SEGUNDO AÑO EN ADELANTE EL RECARGO SE HARÁ A PARTIR DE LA DESVIACIÓN DEL VALOR DEL FACTOR DE POTENCIA QUE ESTIPULEN LAS NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN –NTSD-.” (Las mayúsculas son del documento original).

Según las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, en el artículo 49 estipula lo siguiente:

- Usuarios con potencias de hasta 11KW, deben de tener un factor de potencia mínimo de 0.85
- Usuarios con potencias superiores de 11KW, deben de tener un factor de potencia mínimo de 0.90

Según las premisas anteriores se hace el cálculo para el cargo por bajo factor de potencia.

$$0.90 - 0.82 = 0.08$$

$$\text{Demanda x Cargo} = 2585.56 \times 0.08 = 206.85 \text{ Q/mes}$$

$$\text{Consumo x Cargo} = 24259.12 \times 0.08 = 1940.73 \text{ Q/mes}$$

$$\text{Cargo Total} = 2147.58 \text{ Q/mes}$$

El total aproximado de la factura por cada mes sería aproximadamente Q 26,844.68.

6.2.9. Cálculo económico de ahorro

6.2.9.1. Ahorro por reducción de pérdidas

Para realizar el cálculo del ahorro económico por pérdidas se deben de comparar los resultados antes de corregir el factor de potencia y luego de corregir el factor de potencia. A continuación se presenta los resultados:

Tabla VII. Valores de corriente y de pérdidas de energía con el factor de potencia 0.82

Calibre del Conductor	Corriente (A)	Pérdidas por Efecto Joule (W)
2/0 THW AWG	107.43	157.14
1/0 THW AWG	62.10	69.87
TOTAL		227.01

Tabla VIII. Valores de corriente y de pérdidas de energía con el factor de potencia 0.95

Calibre del Conductor	Corriente (A)	Pérdidas por Efecto Joule (W)
2/0 THW AWG	92.73	117.13
1/0 THW AWG	53.60	52.05
TOTAL		169.18

El ahorro que se puede esperar después de corregir el factor de potencia es el siguiente:

$$\text{Ahorro de Potencia} = 227.01 - 169.18 = 57.83 \text{ W}$$

Calculando la energía consumida durante el periodo de facturación:

$$E/\text{mes} = 0.05783\text{W} \times 8\text{hr} \times 26 \text{ días} = 12.029 \text{ KWh/mes}$$

Traduciendo este ahorro en dinero se tiene:

Costo de Operación:

$$\text{Precio} \times \text{Demanda} = 0.05783 \text{ KW} \times 29.877097\text{Q/KW-mes} = 1.73 \text{ Q/mes}$$

$$\text{Precio} \times \text{Consumo} = 12.029 \text{ KWh/mes} \times 1.347705 \text{ Q/KWh} = 16.21 \text{ Q/mes}$$

$$\text{Ahorro Total} = 17.94 \text{ Q/mes}$$

El ahorro que se obtendría mensualmente debido a la reducción de pérdidas por disminución de corriente en los conductores debido al aumento del factor de potencia de 0.82 a 0.95, es de 17.94 Q/mes.

6.2.9.2. Ahorro mensual obtenido por evitar el pago de cargos por bajo factor de potencia

Anteriormente se calculó el cargo por bajo factor de potencia y se obtuvo un valor de 2147.58 Q/mes, este valor se vuelve cero al aumentar el factor de potencia de 0.82 a 0.95. En un año el ahorro sería de Q. 25,770.96.

CONCLUSIONES

1. Utilizar un variador de frecuencia con un filtro de armónicas con una inductancia de $690\mu\text{H}$ ayuda a que el factor de potencia mejore de 0.735 a 0.92, provocando un ahorro energético en la instalación.
2. Un ahorro anual del 7.40% se obtendrá evitando las penalizaciones mensuales al corregir el factor de potencia de 0.82 a 0.95.
3. La conexión en estrella con neutro sólidamente conectado a tierra fue utilizada debido a que esta conexión tiene la ventaja de proveer el conductor neutro, el cual tiene la función de eliminar cualquier desbalance en las fases debido a fallas o cambios repentinos de corrientes.
4. Al corregir el factor de potencia disminuyen las corrientes que circulan por los conductores, al mismo tiempo disminuyen las pérdidas por Efecto Joule, que al final, se traducen en un ahorro anual de 0.75% del total de la factura.
5. La utilización del *software* “*DRIVESIZE 3.11*” de la casa ABB es una herramienta tecnológica que permite con facilidad simular y obtener los parámetros necesarios para los filtros de los variadores de frecuencia. Esto se logra variando la inductancia del filtro pasivo hasta obtener el valor deseado, que para este caso serían los siguientes valores: $C=2\text{mF}$ y $L=690\mu\text{H}$.
6. La utilización del *software* “*DRIVESIZE 3.11*” de la casa ABB es una herramienta tecnológica que permite con facilidad el cálculo de los parámetros THD_v y THD_i , que para nuestro caso serían de 1.9% y 36.9% respectivamente.

7. La armónica que predominó en el estudio teórico concuerda con la teoría de los variadores de frecuencia de 6 pulsos, ya que la quinta armónica es la que predomina y la que más efecto tiene en el sistema.

CONCLUSIONES

1. Utilizar un variador de frecuencia con un filtro de armónicas con una inductancia de $690\mu\text{H}$ ayuda a que el factor de potencia mejore de 0.735 a 0.92, provocando un ahorro energético en la instalación.
2. Un ahorro anual del 7.40% se obtendrá evitando las penalizaciones mensuales al corregir el factor de potencia de 0.82 a 0.95.
3. La conexión en estrella con neutro sólidamente conectado a tierra fue utilizada debido a que esta conexión tiene la ventaja de proveer el conductor neutro, el cual tiene la función de eliminar cualquier desbalance en las fases debido a fallas o cambios repentinos de corrientes.
4. Al corregir el factor de potencia disminuyen las corrientes que circulan por los conductores, al mismo tiempo disminuyen las pérdidas por Efecto Joule, que al final, se traducen en un ahorro anual de 0.75% del total de la factura.
5. La utilización del *software* “*DRIVESIZE 3.11*” de la casa ABB es una herramienta tecnológica que permite con facilidad simular y obtener los parámetros necesarios para los filtros de los variadores de frecuencia. Esto se logra variando la inductancia del filtro pasivo hasta obtener el valor deseado, que para este caso serían los siguientes valores: $C=2\text{mF}$ y $L=690\mu\text{H}$.
6. La utilización del *software* “*DRIVESIZE 3.11*” de la casa ABB es una herramienta tecnológica que permite con facilidad el cálculo de los parámetros THD_v y THD_i , que para nuestro caso serían de 1.9% y 36.9% respectivamente.

7. La armónica que predominó en el estudio teórico concuerda con la teoría de los variadores de frecuencia de 6 pulsos, ya que la quinta armónica es la que predomina y la que más efecto tiene en el sistema.

RECOMENDACIONES

1. En los casos en donde la distorsión armónica represente un exceso de potencia total del 20%, no debe utilizarse un banco de capacitores equipado con filtros, para evitar la amplificación de las corrientes armónicas presentes en la red y limitar de esta forma la polución electromagnética de baja frecuencia.
2. Controlar el consumo de potencia reactiva para determinar cuál es el rango de operación del factor de potencia y poder reducir la factura por consumo de potencia reactiva.
3. Efectuar un estudio de costo/beneficio para evaluar la factibilidad de disminuir las pérdidas por Efecto Joule en los conductores.
4. Hacer un estudio de campo con equipo de medición para conocer realmente cuáles son los valores nominales y los valores de los factores que afectan la instalación.
5. Hacer el análisis de los efectos del factor de potencia en las instalaciones industriales para poder utilizar menor sección transversal de conductores en motores, acometidas y el resto de equipos.

BIBLIOGRAFÍA

1. ASEA Brown Boveri ABB Equipos y Sistemas, S.A. de C.V. México. *Corrección de factor de potencia con capacitores*. Catálogo BJ 90-01 SP. México: 2001. p.31-48.
2. AUGUSTO Abreu. *Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución*. Venezuela: ENELVEN, 2005. p. 56-125.
3. DE CORTO, Thomas. *Armónicos IEEE 519* [en línea]. Consejo Eléctrico de Nueva Inglaterra, Energice Tecnologías, 17 de Septiembre 1992 [ref. de 20 Julio 2009]. Disponible en Web: <<http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/armonico519.htm>>.
4. FERRACCI, Philippe. *Power Quality* [en línea]. Schneider Electric. ECT. Alemania: 2001 [ref. de 15 de Enero de 2009] Disponible en Web: <<http://www2.schneiderelectric.com/documents/technicalpublications/en/shared/electrical-engineering/electricalenvironmentalconstraints/generalknowledge/ect199.pdf>>.
5. KUSKO, Alexander y Marc T, Thompson. *Power Quality in Electrical System*. Estados Unidos de América: McGraw-Hill, 2007. p. 241.

6. MORGAN, Robert B. *Capacitance and Resulting Resonance* [en línea]. Ruelsa, Electrical Construction & Maintenance (EC&M), Junio 1993 [ref. de 10 Agosto 2009]. Disponible en Web: <<http://www.ruelsa.com/notas/factor/fp20.html>>
7. MUÑOZ Ramos, Alfredo. *Calidad de la Energía. Manual Técnico*. Ing. Civil Electricista. Primera Edición 1999. PRIEN - Programa de Investigaciones en Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile. Santiago de Chile, p. 37.
8. OSPINO, Paulo Andrés. *Corrección del Factor de Potencia y Reducción de Pérdidas de Energía Mediante el Diseño y la Instalación Óptima de Banco de Capacitores en la Red de Alimentación*. Universidad de Pamplona, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, 2007. p. 20-150.