

**ANALISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y
ECONÓMICA DE CORRECCIÓN DE FACTOR DE
POTENCIA CON BANCOS DE CAPACITORES
DISTRIBUIDOS EN VALEO SISTEMAS
ELECTRÓNICOS S. DE R.L. DE C.V.**

Asesor: Dr. Pedro Sánchez Santiago

**Postulantes: Carlos Alberto Garza Correa
Roberto Martínez Hernández
Sergio Arturo Ramón Molina**

INDICE.

1. RESUMEN.

2. INTRODUCCION.

2.1. Antecedentes.

2.2. Planteamiento del problema.

2.3. Hipótesis.

2.4. Objetivo principal.

2.5. Objetivos particulares.

3. MARCO REFERENCIAL.

3.1. Factor de Potencia.

3.1.1. Potencias Eléctricas.

3.1.2. Factor de Potencia.

3.1.3. Causas del bajo factor de potencia.

3.1.4. Efectos del bajo factor de potencia.

3.1.5. Cargos y bonificaciones por factor de potencia.

3.2. Corrección de Factor de Potencia.

3.2.1. Ventajas técnicas de la corrección del factor de potencia.

3.2.2. Dispositivos compensadores de factor de potencia.

3.2.2.1. Dispositivos de compensación dinámicos.

3.2.2.2. Dispositivos estáticos de compensación fija.

3.2.2.3. Dispositivos estáticos de compensación variable discreta o escalonada.

3.2.2.4. Dispositivos estáticos de compensación variable continua.

3.2.2.5. Dispositivos convertidores de compensación.

3.2.3. Métodos de compensación de factor de potencia.

3.2.3.1. Corrección individual (distribuida).

3.2.3.2. Corrección por grupos.

3.2.3.3. Corrección centralizada.

3.3. Bancos de capacitores en motores de inducción.

3.3.1. Ejemplo de un modelo de motor eléctrico.

3.3.2. Efectividad del método motor-capacitor.

3.3.3. Selección de motores y punto de conexión.

3.3.4. Selección de capacitor.

3.4. Determinación del factor de potencia.

3.4.1. Determinación matemática de la potencia reactiva necesaria.

3.4.2. Determinación clásica de la potencia reactiva necesaria.

4. MATERIALES y MÉTODOS.

4.1. Metodología Documental.

4.1.1. Corrección de factor de potencia al menor costo.

4.1.2. Adquisición de datos.

4.1.2.1. Analizador de redes Fluke 434.

4.1.2.2. Medición con Fluke 434.

4.1.2.3. Registro de datos.

4.1.3. Características de las cargas.

4.1.3.1. Compresor.

4.1.3.2. Chiller.

4.1.3.3. Equipos de aire acondicionado.

4.1.4. Consideraciones normativas de cálculo eléctrico.

4.1.5. Determinación de tipo de banco de capacitores.

4.1.5.1. Bancos de capacitores individuales.

4.1.5.2. Bancos de capacitores automáticos.

4.2. Metodología Analítica.

4.2.1. Diagrama Unifilar.

4.2.2. Selección de equipos para corrección del FP.

4.2.3. Obtención de diagramas de control y fuerza.

4.2.4. Obtención de demanda de potencia reactiva individual y grupal.

4.2.5. Selección de equipos y materiales de protección.

4.2.5.1. Bancos de capacitores individuales.

4.2.5.2. Bancos de capacitores automáticos.

4.2.6. Costos de bancos de capacitores.

- 4.2.6.1. Bancos de capacitores individuales.
- 4.2.6.2. Bancos de capacitores automáticos.
- 4.2.7. Análisis del impacto económico de la corrección de FP.
 - 4.2.7.1. Impacto de la corrección de FP general.
 - 4.2.7.2. Impacto de la corrección de FP individual.
- 4.2.8. Alternativas de corrección de FP.

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

6. CONCLUSIONES

7. RECOMENDACIONES

1. RESUMEN.

La eficiencia energética de un sistema eléctrico depende en gran medida de la compensación de potencia reactiva que se realice. Una de las vías más empleadas para tales efectos es la utilización de bancos de capacitores en calidad de compensadores.

Una óptima selección de estos, presupone tres aspectos: la selección de la capacidad de los bancos, el tipo de compensador a utilizar, así como la ubicación en el sistema eléctrico de baja tensión.

En la mayoría de las aplicaciones prácticas se determina el punto de ubicación de la compensación y el tipo a emplear (fija o variable) bajo criterios muchas veces empíricos basados generalmente en el costo de la inversión y la experiencia del proyectista, y a partir de ahí, se seleccionan los parámetros de los dispositivos a emplear aplicando métodos desarrollados por la literatura para tales efectos.

Los criterios ampliamente difundidos y aplicados, indican que tanto técnica como económicamente, la mejor manera de elevar el factor de potencia, es instalando bancos automáticos centrales.

Se demostrará que lo anterior no es del todo cierto para la industria maquiladora de la región, si se efectúa un estudio de las cargas más importantes y en las cuales se pueden colocar capacitores dimensionados adecuadamente, que permita no solo elevar el factor de potencia en el equipo de medición del suministrador, sino disminuir las corrientes en los circuitos alimentadores y derivados con múltiples repercusiones de optimización en el sistema eléctrico, a un costo sumamente menor.

Esta tesis describe el análisis efectuado en las instalaciones eléctricas de la empresa Valeo Electrónicos S. de R.L. de C.V., en la cual después de efectuar mediciones en sus dos subestaciones eléctricas y alimentadores con un equipo analizador de calidad de la energía Fluke 434 y haber realizado un pre diagnóstico energético, se

determinó efectuar un estudio técnico-financiero para la elevación del factor de potencia.

Se determinaron diferentes opciones para la elevación del factor de potencia y se usó una relación costo-beneficio para la evaluación de las propuestas, asumiendo que el costo se relaciona con el costo de suministro, instalación y mantenimiento de los capacitores, mientras los beneficios se relacionan con la eliminación de la penalización y la bonificación por la elevación del factor de potencia, encontrando la mejor opción técnico-económica y demostrando que la corrección del factor de potencia distribuida es extremadamente rentable para estos casos.

2. INTRODUCCIÓN.

2.1. Antecedentes.

El protocolo de Kioto, sucesor de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, es uno de los instrumentos jurídicos internacionales más importantes destinado a luchar contra el cambio climático. Contiene los compromisos asumidos por los países industrializados de reducir sus emisiones de algunos gases de efecto invernadero, responsables del calentamiento global. Las emisiones totales de los países desarrollados deben reducirse durante el período 2008-2012 al menos un 5% respecto a los niveles de 1990.

En cumplimiento con lo establecido en el Artículo 33 de la Ley Orgánica de Administración Pública Federal que establece:

El Ejecutivo Federal enviará al Congreso, en el mes de febrero de cada año, para su ratificación en un plazo máximo de 30 días hábiles la Estrategia Nacional de Energía con un horizonte de quince años, elaborada con la participación del Consejo Nacional de Energía”

El Consejo Nacional de Energía (integrado por los titulares de los organismos administrativos descentralizados del sector energético y la Comisión Nacional del Agua) determinó los tres ejes rectores que constituyen el núcleo de la Estrategia Nacional de Energía (ENE) 2012-2026:

- ❖ Seguridad Energética
- ❖ Eficiencia Económica y Productiva
- ❖ Sustentabilidad Ambiental

Asociada a los tres ejes rectores, la ENE plantea siete objetivos con sus respectivas líneas de acción:

- Restituir reservas, incrementar la producción de crudo y de gas natural.
- Diversificar las fuentes de energía, dando prioridad al incremento en la participación de tecnologías no fósiles.
- Incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía de todos los sectores.
- Reducir el impacto ambiental del sector energético.
- Operar de forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética.
- Fortalecer y modernizar la infraestructura del sector energético.
- Impulsar el desarrollo de la industria petroquímica nacional

El tercer objetivo tiene como fin impulsar acciones dirigidas a incrementar la eficiencia en el consumo de energía en todos los sectores del país, habiéndose identificado áreas de oportunidad en materia de ahorro de energía que permitiría evitar la generación ineficiente de energía.

Las estadísticas de la Secretaría de Energía para el 2010, indican que el sector industrial es el segundo consumidor en importancia (29.3%), el cual empleó 4.7% más de energía que en el 2009.

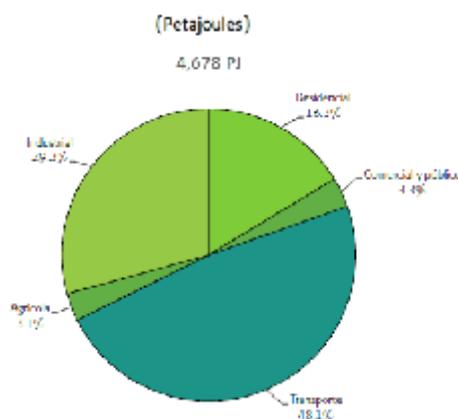


Figura 1. Consumo energético 2010.

La ENE ha identificado medidas para el uso sustentable de la energía que contemplan desde acciones y programas de política pública hasta cambios en el marco regulatorio, por lo que realizó un análisis para definir el potencial de ahorro en los principales sectores de consumo energético del país.

El marco legal en México para la eficiencia energética se soporta en la "*Ley para el aprovechamiento sustentable de la energía*", su reglamento, y 22 Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética que fomentan los estándares de los equipos en diferentes áreas del sector industrial.

El ahorro energético y la eficiencia energética son temas que hoy en día son de gran interés en el mundo. Los recursos energéticos de una compañía juegan un papel importante dentro de la canasta de insumos necesarios para la producción de bienes y servicios en cualquier actividad económica y por lo tanto se convierten en un punto clave de análisis en la búsqueda de eficiencia.

Una buena estrategia puede lograr controlar los energéticos que se requieren para determinado proceso, disminuir pérdidas técnicas en el sistema de distribución de energía eléctrica, obtener una mayor eficiencia en sistemas térmicos como calderas y quemadores, disminuir pérdidas en fuerza motriz e iluminación, alcanzar diseños eficientes en sistemas de bombeos, etc.

Los conceptos "Ahorro" y "Eficiencia" se definen de la siguiente manera: El ahorro de energía se define como el dejar de consumir una potencia demandada requerida para cualquier trabajo en determinado tiempo, mientras que la eficiencia energética de un proceso, máquina, etc., se define como la menor relación entre kWh y unidad de producto. Cuando se alcanza una mayor eficiencia energética en un proceso productivo, se está también ahorrando energía.

Una técnica que ha sido usada por muchos años para promover el uso eficiente de la energía eléctrica es la elevación del factor de potencia.

Al reducir las pérdidas eléctricas en las redes de transmisión y de distribución, y además al abatir las emisiones de CO₂, esta tecnología está ya haciendo una contribución activa a la protección del clima global.

El Artículo 64 del *Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* (LSPEE) obliga a los usuarios con suministros en los que intervenga el factor de potencia a mantenerlo entre noventa centésimos atrasado y uno, con una penalización de hasta el 120% de la facturación por mantenerlo por debajo de 90 centésimos atrasado o una bonificación de hasta el 2.5% de la facturación por mantenerlo por arriba de 90 centésimos atrasado.

En consecuencia, la motivación principal para elevar el factor de potencia en cualquier empresa, es la de evitar la penalización que puede ser muy alta, y los fabricantes y comercializadores de equipo eléctrico tienden a promover los bancos de capacitores automáticos (centralizados) que se instalan antes del equipo de medición, y que además de evitar la penalización tienen la ventaja de poder mantener el factor de potencia en un valor muy cercano a 1, pero sin llegar a él, ya que entonces podría tenerse el efecto indeseado de ferresonancia, lo cual podría causar graves daños a los equipos e instalaciones eléctricas.

Además de lo anterior, los fabricantes de equipos eléctricos han permeado en el medio de la ingeniería, que la elevación del factor de potencia con bancos de capacitores centralizados es más económico que la elevación del factor de potencia individual (distribuida), esto es, en los equipos que demandan energía reactiva de tipo inductivo para su operación.

2.2. Planteamiento del problema.

Valeo Sistemas Electrónicos S. de R.L. de C.V. es una empresa perteneciente al grupo industrial Valeo de origen Francés y cuya actividad está enfocada al diseño, producción y venta de componentes de vehículos utilitarios e industriales que al competir en un ambiente mundial globalizado, necesita eficientizar (entre otros insumos) el consumo de energía eléctrica para abatir costos de producción.

Efectuando un análisis simple de los recibos de consumo de energía eléctrica, se encontró una pequeña penalización económica por bajo factor de potencia y la oportunidad de una bonificación importante.

2.3. Hipótesis.

A partir de las mediciones eléctricas preliminares efectuadas en la empresa maquiladora analizada, se encontró que los equipos de aire acondicionado, eran los que más demandaban energía reactiva de tipo inductivo y que era factible calcular e instalar capacitores individuales una vez conocidas las cargas internas y su funcionamiento y cuyo costo debía ser menor al de instalar bancos de capacitores centralizados, con la ventaja adicional de reducir las corrientes eléctricas en los circuitos derivados y alimentadores con una disminución marginal de las pérdidas I^2R en los conductores e incremento en la disponibilidad de carga en los tableros eléctricos y en los circuitos alimentadores.

2.4. Objetivo principal.

Optimizar la eficiencia energética eléctrica en la empresa Valeo Sistemas Electrónicos S. de R.L. de C.V., al elevar el factor de potencia con bancos de capacitores distribuidos a un valor cercano al 100%, obteniendo resultados financieros con diferentes escenarios para seleccionar las opciones adecuadas.

2.5. Objetivos particulares.

- ❖ Corregir el factor de potencia al menor costo.
- ❖ Reducir las pérdidas de energía.
- ❖ Establecer las diferencias técnicas y económicas antes y después de la corrección del factor de potencia.
- ❖ Analizar los beneficios económicos que se obtienen de diferentes proyectos técnicos.

3. MARCO REFERENCIAL.

3.1. Factor de Potencia.

Desde el surgimiento de los sistemas eléctricos de corriente alterna a finales del siglo XIX, se observaron los efectos nocivos del desfase entre la corriente y la tensión producido por la presencia de bobinas y capacitores en el sistema y caracterizados por la potencia reactiva. Esto motivó la introducción de dispositivos compensadores del efecto, que ha llevado con el desarrollo de la electrónica de potencia a tecnologías sumamente complejas y de alto costo, que facilitan al ingeniero de diseño o mantenimiento la selección apropiada de los dispositivos que resolverán estos problemas en sus instalaciones eléctricas.

Es tan simple la selección de un compensador de potencia reactiva con las nuevas tecnologías, que nos olvidamos de los principios eléctricos que en algunos casos nos puede permitir resolver los problemas de compensación de manera simple y a menor costo.

3.1.1. Potencias eléctricas.

Para cualquier sistema como el mostrado en la figura 1, la potencia proporcionada a una carga en cualquier instante es igual al producto del voltaje aplicado y la corriente resultante, es decir, $p = vi$.

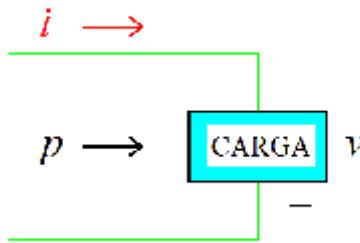


Figura 2. Esquema típico de carga eléctrica.

En general:

$$v = V_m \text{sen}(\omega t + \theta_v)$$

$$i = I_m \text{sen}(\omega t + \theta_i)$$

Sustituyendo estas expresiones para v e i , se obtiene que la potencia instantánea se expresa como:

$$p = V_m I_m \text{sen}(\omega t + \theta_v) \text{sen}(\omega t + \theta_i)$$

Considerando: $\theta = \theta_v - \theta_i$

Resultando en la siguiente ecuación:

$$p = V I \cos\theta - V I \cos\theta \cos 2\omega t + V I \text{sen}\theta (\text{sen} 2\omega t)$$

Donde V e I son los valores RMS del voltaje y de la intensidad de corriente y:

$$P = V I \cos\theta$$

se conoce como la potencia promedio o potencia activa en Watts (W) y es la potencia disipada por los elementos resistivos del sistema, y:

$$Q = V I \text{sen}\theta$$

se conoce como la potencia reactiva en Volts Amperes Reactivos (VAR) y es la potencia que se necesita para magnetizar las inductancias del sistema y que retorna a la alimentación.

En la figura 3, se muestra la curva de potencia instantánea. El área entre la curva de potencia y el eje horizontal representa la energía que consume el circuito. La potencia que el circuito regresa a la fuente es igual al valor del área comprendida entre la porción negativa de la curva de potencia y el eje horizontal.

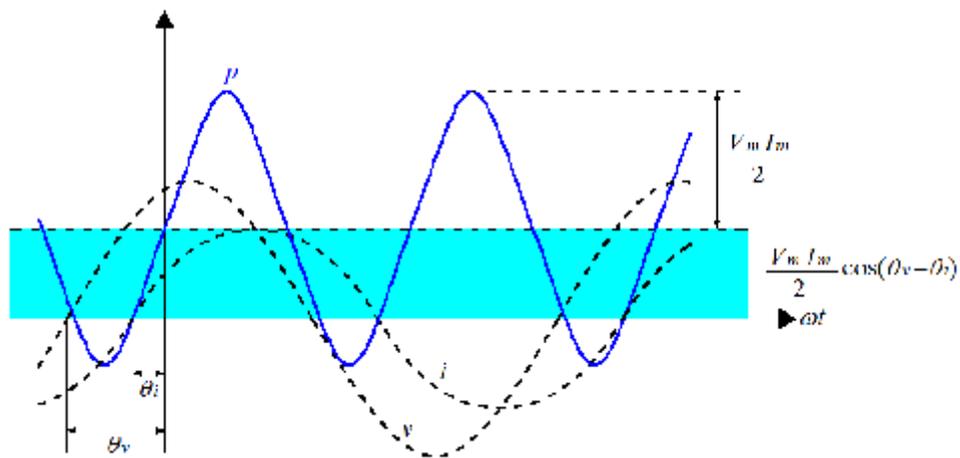


Figura 3. Curva de potencia instantánea.

La potencia activa P , es aquella que al actuar en un periodo de tiempo, se transforma en otro tipo de energía como calorífica, mecánica y radiante.

La potencia reactiva Q , se establece como el flujo senoidal de energía eléctrica que no se transforma en otra forma de energía, la cual es demandada por las inductancias de las cargas para generar el campo magnético en los motores y transformadores principalmente.

Las respectivas potencias se representan por vectores en cuadratura de fase, las cuales sumadas vectorialmente dan lugar a la Potencia Aparente S , cuyas unidades están en Volts Amperes (VA).

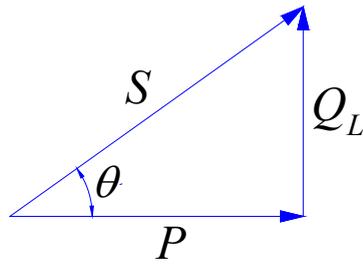


Figura 4. Triángulo de potencias.

Definida por:

$$S = VI$$

O bien:

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

El ángulo que forman las potencias P y S , es el mismo que el desfase existente entre el voltaje y la intensidad de corriente, y al coseno de este ángulo se le denomina Factor de Potencia:

$$FP = \cos\theta$$

Para el caso de un sistema trifásico, las potencias se determinan de la siguiente manera:

$$P = \sqrt{3} V I \cos\theta$$

$$Q = \sqrt{3} V I \sen\theta$$

$$S = \sqrt{3} V I$$

3.1.2. Factor de Potencia.

El factor de potencia se conoce como el cociente entre la potencia activa P y la potencia aparente S , definido por la siguiente ecuación:

$$FP = \frac{P}{S}$$

El cual es utilizado como indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, y que puede tomar valores entre 0 y 1, siendo 1 el valor máximo del factor de potencia y por lo tanto el mejor aprovechamiento de energía.

Al ser el factor de potencia el coseno del ángulo existente entre el voltaje y la corriente, si la corriente está atrasada al voltaje (como es común en prácticamente toda instalación eléctrica), se dice que el factor de potencia es atrasado. En dado caso de que el voltaje se atrase a la corriente se dice que el factor de potencia es adelantado.

3.1.3. Causas del bajo factor de potencia.

Las cargas inductivas como motores, balastos, transformadores, etc., son el origen del bajo factor de potencia. En este tipo de equipos, la intensidad de corriente se atrasa en relación al voltaje.

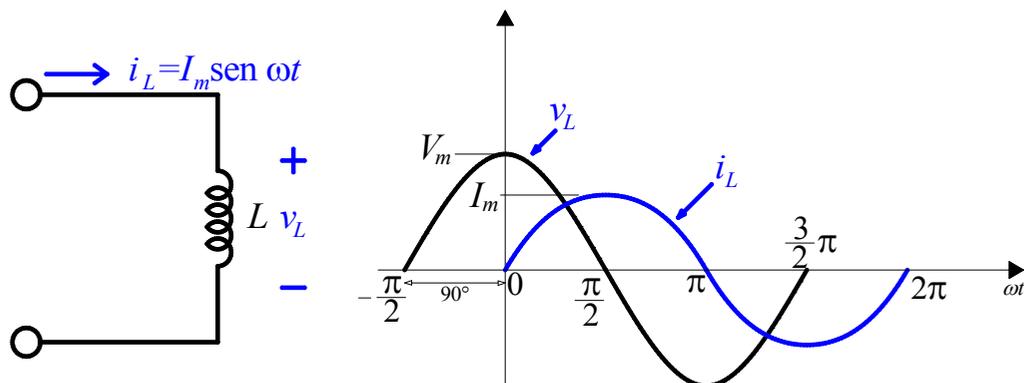


Figura 5. Diagrama senoidal de carga inductiva.

$$i_L = I_m \text{sen} \omega t$$

$$v_L = \text{sen}(\omega t + 90^\circ)$$

3.1.4. Efectos del bajo factor de potencia.

Las instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1, afectan a la red eléctrica tanto en baja como en alta tensión, además, tiene las siguientes consecuencias en la medida que el factor de potencia disminuye:

- ❖ Incremento de las pérdidas por efecto Joule (I^2R) al aumentar la corriente eléctrica.
- ❖ Sobrecarga de los generadores, transformadores, tableros y líneas de distribución al aumentar la potencia aparente.
- ❖ Aumento de la caída de tensión.
- ❖ Incremento en la facturación eléctrica.

Debido a que un bajo factor de potencia implica pérdidas de energía en la red eléctrica, la empresa suministradora de energía eléctrica penaliza al usuario haciendo que pague más por la energía eléctrica consumida.

3.1.5. Cargos y bonificaciones por factor de potencia.

En México, de acuerdo al Artículo 64 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, se deberá conservar el factor de potencia entre noventa centésimos atrasado y uno. En el Diario Oficial de la Federación del día 10 de Noviembre de 1991, se determinó que cuando el factor de potencia tenga un valor inferior a 0.9,

el suministrador de energía eléctrica tendrá derecho a cobrar al usuario una penalización o cargo por la cantidad que resulte de aplicar al monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la siguiente ecuación:

$$\text{Penalización (\%)} = \frac{3}{5} \times \left| \frac{0.9}{FP} - 1 \right| \times 100$$

En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior a 0.9, el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la siguiente ecuación:

$$\text{Bonificación (\%)} = \frac{1}{4} \times \left[1 - \frac{0.9}{FP} \right] \times 100$$

Los valores resultantes de la aplicación de estas fórmulas se redondearán a un solo decimal, por defecto o por exceso, según sea o no menor que 5 el segundo decimal.

En ningún caso se aplicarán porcentajes de penalización superior a 120%, ni porcentajes de bonificación superiores a 2.5%.

3.2. Corrección de Factor de Potencia.

En los circuitos de corriente alterna, la corriente absorbida por una carga usualmente está representada por dos componentes:

- ❖ La *componente activa* I_R , en fase con la tensión de alimentación, que está directamente relacionada con el trabajo útil desarrollado (y, por lo tanto, con la parte proporcional de energía transformada en energía de otro tipo: mecánica, lumínica, térmica, etc.);

- ❖ La *componente reactiva* I_Q , perpendicular respecto a la tensión, que sirve para producir el flujo necesario para la conversión de las potencias a través del campo eléctrico o magnético y es un índice del intercambio energético entre la alimentación y el elemento de la instalación eléctrica. Sin esta componente no podría haber transferencia neta de potencia, por ejemplo, por intervención del acoplamiento magnético en el núcleo de un transformador o en el entrehierro de un motor.

En presencia de cargas de tipo resistivo-inductivo, la corriente total I se muestra desfasada y retardada respecto a la componente activa I_R .

Por lo tanto, en una instalación eléctrica es necesario generar y transportar, además de la *potencia activa* P , una cierta *potencia reactiva* Q , indispensable para la conversión de la energía eléctrica que no es utilizada por el elemento sino intercambiada con la red. El complejo de la potencia generada y transportada constituye la *potencia aparente* S .

El *factor de potencia* $\cos\theta$ se define como la relación entre la componente activa I_R y el valor total de la corriente I , siendo θ el ángulo de fase entre la tensión y la corriente. Con una tensión V dada de fase resulta:

$$\cos\theta = \frac{I_R}{I} = \frac{P}{S}$$

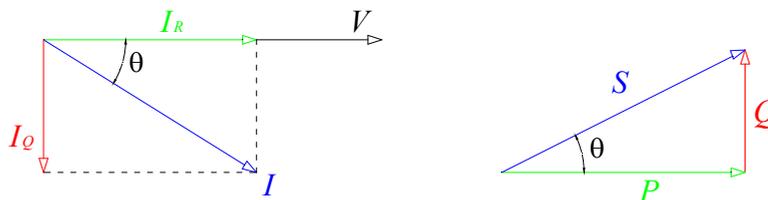


Figura 6. Diagramas fasoriales.

“Corregir” significa actuar para incrementar el factor de potencia en una sección específica de la instalación, proporcionando localmente la potencia reactiva necesaria para reducir, a igual potencia útil requerida, el valor de la corriente y, por tanto, de la potencia que transita la red aguas arriba. De esta forma, las líneas, los

generadores y los transformadores pueden ser dimensionados para un valor de potencia aparente S inferior.

Desde el punto de vista estrictamente técnico, una instalación correctamente dimensionada puede funcionar con normalidad incluso en presencia de un bajo factor de potencia; por este motivo, no existen normas que indiquen el valor exacto del factor de potencia que debe tener una instalación eléctrica.

3.2.1. Ventajas técnicas de la corrección del factor de potencia.

Al aplicar la corrección en una instalación, proporcionando localmente la potencia reactiva necesaria, se reduce el valor de la corriente, (a igual potencia útil requerida), y, por lo tanto, la potencia global consumida aguas arriba; esto conlleva numerosas ventajas, entre ellas, un uso optimizado de las máquinas (generadores y transformadores) y de las líneas eléctricas (transmisión y distribución).

En el caso de formas de onda sinusoidales, la potencia reactiva necesaria para pasar de un factor de potencia $\cos\theta_1$ a un factor de potencia $\cos\theta_2$ es expresada por la relación (válida tanto para sistemas trifásicos como monofásicos):

$$Q_C = P(\tan\theta_1 - \tan\theta_2)$$

donde:

- P es la potencia activa;
- Q_1, θ_1 son la potencia reactiva y el ángulo de desfase antes de la corrección;
- Q_2, θ_2 son la potencia reactiva y el ángulo de desfase tras la corrección;
- Q_C es la potencia reactiva capacitiva de corrección.

Las ventajas principales de la corrección pueden resumirse de la siguiente manera:

USO OPTIMIZADO DE LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS:

Los generadores y los transformadores son dimensionados a partir de la potencia aparente S . Esta, a igual potencia activa P , es más pequeña cuanto menor es la potencia reactiva Q suministrada. Por lo tanto, compensando la instalación, las máquinas pueden ser dimensionadas en relación con una potencia aparente inferior, aun proporcionando la misma potencia activa.

USO OPTIMIZADO DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS:

La corrección del factor de potencia permite obtener ventajas con respecto al dimensionamiento de los cables. Aumentándolo se reduce la corriente, a igual potencia útil. Esta reducción de la corriente puede permitir la elección de conductores de sección inferior.

REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS:

Las pérdidas de potencia en un conductor eléctrico dependen de la resistencia del conductor y del cuadrado de la corriente que lo atraviesa; dado que a igual potencia activa transmitida más alto es el $\cos\theta$ y más baja es la corriente, al crecer el factor de potencia disminuyen las pérdidas en el conductor ubicado aguas arriba respecto al punto en el que se lleva a cabo la corrección.

En un sistema trifásico, las pérdidas se expresan de la siguiente manera

$$p = 3RI^2 = R \frac{P^2 + Q^2}{V^2}$$

donde:

- p es la pérdida de potencia (W);
- I es la corriente que atraviesa el conductor (A);
- R es la resistencia del conductor (Ω);
- S es la potencia aparente requerida por la carga (VA);
- P es la potencia activa requerida por la carga (W);
- Q es la potencia reactiva requerida por la carga (VAR);
- V es la tensión nominal de alimentación (V).

La reducción de las pérdidas Δp , una vez efectuada la compensación, viene dada por:

$$p = p_1 \left[1 - \left(\frac{\cos\theta_1}{\cos\theta_2} \right)^2 \right]$$

donde:

- p_1 son las pérdidas antes de la corrección
- $\cos\theta_1$ es el factor de potencia antes de la corrección
- $\cos\theta_2$ es el factor de potencia tras la corrección

De esta fórmula se extrae que incrementando, por ejemplo, el factor de potencia de 0.7 a 0.9 se obtiene un ahorro en las pérdidas del 39.5%.

Corrigiendo el factor de potencia se obtiene una reducción de las pérdidas de potencia en todas las partes de la instalación ubicadas aguas arriba respecto al punto en el que se efectúa la corrección.

REDUCCIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

La caída de tensión concatenada en una línea trifásica puede expresarse del siguiente modo:

$$\Delta V = \sqrt{3} I (R \cos\theta + X \sin\theta) = \frac{P}{V} (R + X \tan\theta)$$

donde:

- ΔV es la disminución en la caída de voltaje;
- R y X son respectivamente la resistencia y la reactancia de la línea;
- P es la potencia activa transmitida;
- I es la corriente;
- V es la tensión nominal.

A igual potencia activa transmitida, la caída de tensión será menor cuanto mayor sea el factor de potencia.

Tal y como puede observarse en las siguientes figuras, en las que aparecen diagramas de la caída de la tensión de fase ΔV , la variación de dicha tensión es menor (a igual componente activa de corriente de carga y, por tanto, de la potencia activa) cuanto menor es el ángulo θ de desfase entre tensión y corriente; además, esta variación es mínima si no hay algún consumo de potencia reactiva (corriente de fase).

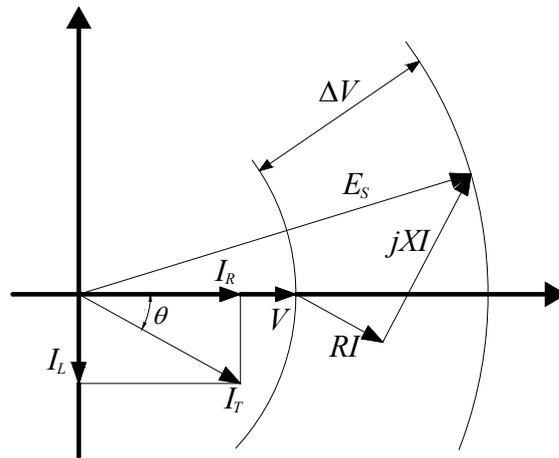


Figura 7. Diagrama fasorial de caída de tensión de línea sin corrección.

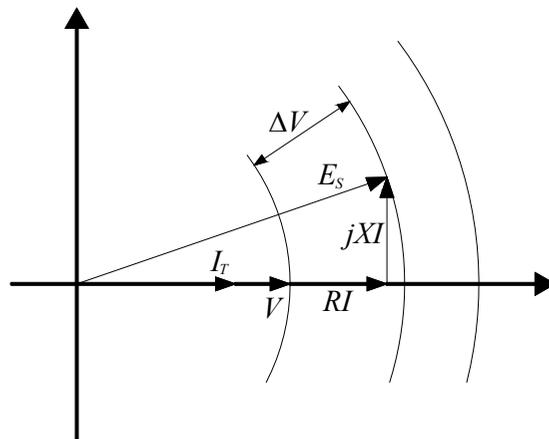


Figura 8. Diagrama fasorial de caída de tensión de para carga óhmica.

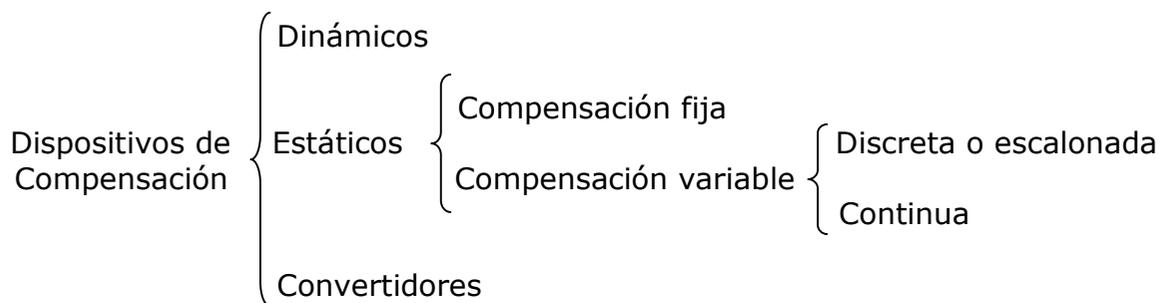
REDUCCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LOS CONDUCTORES:

La disminución de la temperatura de los conductores al circular una menor corriente, aumenta la vida del aislamiento del conductor

3.2.2. Dispositivos compensadores de factor de potencia.

Los dispositivos de compensación de la potencia reactiva suministran a los receptores del sistema eléctrico una buena parte de la corriente reactiva necesaria para su funcionamiento energético, permitiendo la disminución de dicha corriente del suministro eléctrico.

Los dispositivos de compensación pueden clasificarse por su tipo de operación en:



3.2.2.1. Dispositivos de compensación dinámicos.

Los dispositivos de compensación dinámicos están formados por compensadores o motores sincrónicos. Son alternadores (máquinas de corriente alterna) cuya excitación se regula de forma que solo generen potencia reactiva (sobreexcitados). En el pasado fueron los principales dispositivos de compensación en las líneas de

transmisión, ya que permiten una compensación continua, ajustada a la potencia reactiva necesaria en cada instante, siendo esta su mayor ventaja.

En la actualidad, a nivel industrial, su uso es muy restringido. Algo más usual es el empleo de motores sincrónicos que realizan simultáneamente las funciones de accionamiento a una carga activa continua y la producción de potencia reactiva de compensación para el sistema.

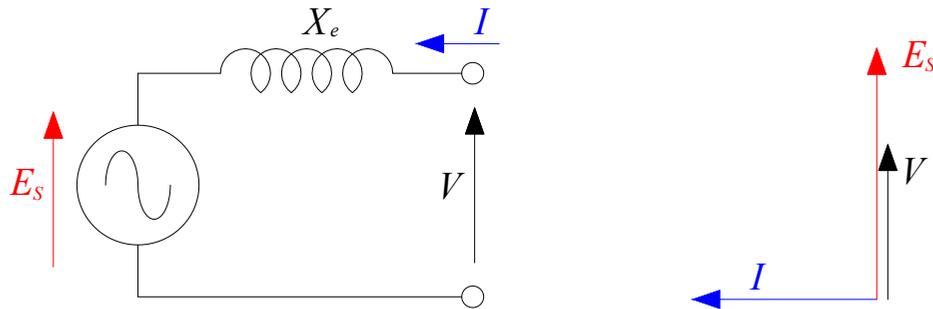


Figura 9. Compensador sincrónico en sobreexcitación.

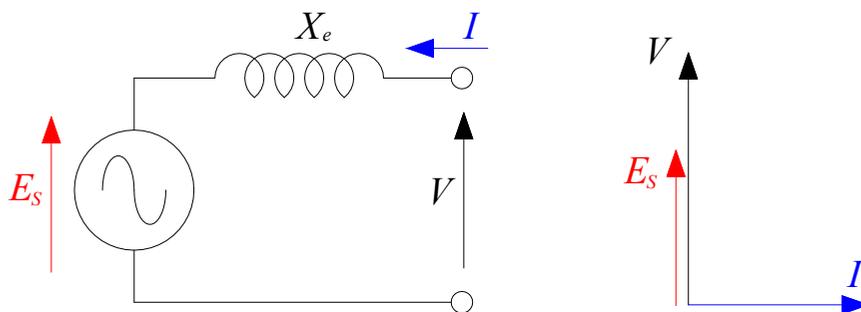


Figura 10. Compensador sincrónico en subexcitación.

Donde:

E_s : F.E.M. inducida en las fases del estator.

V : Tensión de fase impuesta por la red a los bornes del alternador.

I : Corriente del estator.

X_e : Reactancia del estator.

3.2.2.2. Dispositivos estáticos de compensación fija.

Son aquellos formados por capacitores estacionarios, constituidos por dos superficies conductoras llamadas armaduras, entre las cuales se interpone un material dieléctrico y que se comporta como un bipolo pasivo. El empleo de la compensación fija a través de capacitores en la industria y en los sistemas de potencia data de principios del siglo XX.

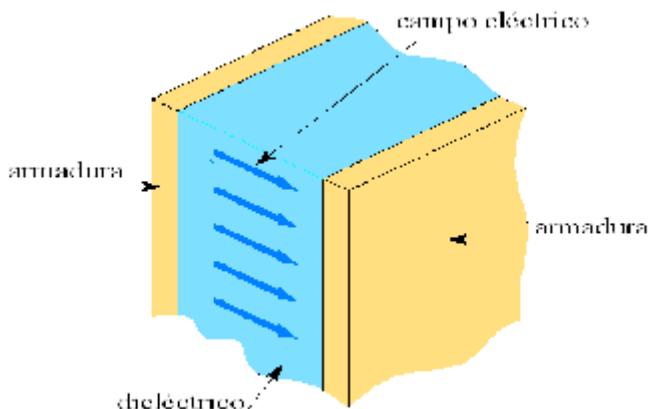


Figura 11. Capacitor.

Los capacitores de última generación son de tipo en seco, los cuales son sometidos a un tratamiento específico que mejora sus propiedades eléctricas.

Los capacitores en seco no presentan riesgos de contaminación por la eventual pérdida de la sustancia impregnante.

Como en los sistemas eléctricos predomina la carga inductiva por la propia composición de las instalaciones (líneas, máquinas eléctricas, iluminación inductiva, etc.), la compensación de reactivos se realiza por la asociación de un banco de capacitores de compensación en paralelo con el receptor, de forma tal, que el conjunto se aproxime lo más posible al comportamiento resistivo puro.

3.2.2.3. Dispositivos estáticos de compensación variable discreta o escalonada.

Son los más difundidos en aplicaciones industriales, debido a que posibilitan el mejoramiento del factor de potencia al valor deseado con poca variación en el comportamiento de este, a pesar de la variabilidad del comportamiento de la carga.

En este caso, la compensación del factor de potencia se realiza por medio de bancos individuales de capacitores, no necesariamente todos ellos de la misma potencia, que son conectados y desconectados automáticamente mediante dispositivos de conmutación (contactores, tiristores, IGBT, entre otros) gobernados por un transductor llamado regulador varmétrico.

El regulador varmétrico detecta en cada instante el factor de potencia de la red eléctrica y lo compara con el valor deseado. Si este varía, actúa adecuadamente sobre los dispositivos de conmutación, quienes a su vez conectan (o desconectan) las unidades (capacitores independientes) de forma tal que el factor de potencia vuelva a alcanzar el valor más cercano al prefijado.

Conforme se incrementa la demanda de potencia reactiva del receptor, el factor de potencia va disminuyendo, pero el regulador no actúa hasta que se vuelve a alcanzar el valor prefijado. Por esta razón, este tipo de compensación es discreta, ya que el factor de potencia no se mantiene absolutamente constante, sino que varía en determinados límites.

Esta es la mayor desventaja de este tipo de dispositivos, ya que para gran variabilidad de la carga, con pequeños saltos de potencia, el diseño del dispositivo se encarece, debido a la necesidad de incremento de unidades de compensación.

Los dispositivos compensadores más comunes son los "TSC" (Thyristor Switched Capacitors) y los "TCR" (Thyristor Controlled Reactors).

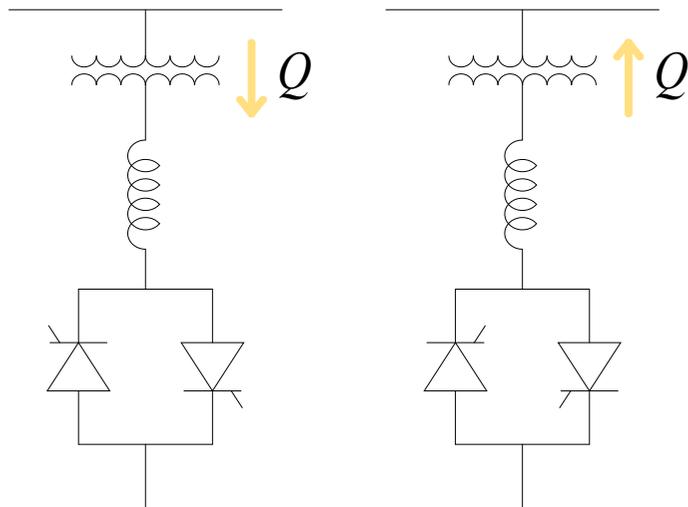


Figura 12. Compensadores TCR y TSC.

Los TSC permiten un control escalonado de la potencia reactiva suministrada por grupos de condensadores, mientras que con los TCR se pueden controlar con continuidad la potencia reactiva absorbida por las inductancias.

Con la instalación de un TSC y un TCR es posible llevar a cabo una regulación modulada con continuidad de la potencia reactiva producida/absorbida.

3.2.2.4. Dispositivos estáticos de compensación variable continua.

Son los de más reciente incorporación al mercado. En ellos la regulación se logra de las más disímiles formas empleando bobinas y(o) capacitores estacionarios, combinados con convertidores electrónicos de potencia, que regulan la potencia reactiva en las ramas del circuito de compensación.

En el sistema de control (regulador varmétrico) se utilizan circuitos de disparo para los elementos de potencia. Diversos algoritmos de control se implementan para garantizar la variación de la potencia reactiva del dispositivo, incluso, la variación de las susceptancias por fase. Novedosas aplicaciones han sido controladas por

microprocesadores, e incluso, computadoras personales. En este último caso se emplean algoritmos computacionales para la medición de la potencia reactiva, tales como la transformada de Walsch. Este tipo de compensación tiene como objetivo suministrar la potencia reactiva que necesita en cada instante el receptor, de tal forma que el factor de potencia del conjunto tenga siempre el mismo valor prefijado.

Estos dispositivos son idóneos para una gran variabilidad de la carga. Son equipos robustos y de bajo nivel de mantenimiento. Adicionalmente a su aplicación en los sistemas eléctricos industriales, se ha difundido su empleo a sistemas de distribución, y transmisión de potencias. Han encontrado aplicación en sistemas de generación no convencionales, tales como parques eólicos, donde la compensación del reactivo por métodos tradicionales resulta lenta. Sin embargo, su utilización aún es restringida debido a su elevado costo en el mercado.

Su principal inconveniente consiste en que el empleo de la electrónica introduce no linealidades al sistema y, por ende, incrementa los efectos nocivos de la presencia de armónicos en este, a la vez que afecta el propio funcionamiento del equipo. Actualmente se diseñan teniendo en cuenta este inconveniente, incorporándoles filtros de armónicos, lo que encarece aún más su valor comercial.

3.2.2.5. Dispositivos convertidores de compensación.

En las últimas décadas, el vertiginoso desarrollo alcanzado por la electrónica de potencia, ha posibilitado el diseño de convertidores de potencia que, sin la presencia de bobinas y(o) capacitores estacionarios, logran a través de una estrategia de control censar la demanda de potencia reactiva en la carga y proporcionarle a la misma una corriente reactiva equivalente.

En calidad de convertidores de potencia se han empleado inversores de fuente de tensión -VSI's- , restauradores de tensión dinámica -DVR-, convertidores AC-DC o

AC-AC, filtros de corriente, inversores PMW, convertidores PMW como fuentes de potencia reactiva, convertidores AC-fed PMW, entre otros. Tales dispositivos posibilitan una compensación continua de la potencia reactiva, pero también ocasionan gran distorsión al sistema. Su costo de inversión es aún elevado, en versiones comerciales.

3.2.3. Métodos de compensación de factor de potencia.

Si bien no existen reglas específicas para los diferentes tipos de instalaciones y, en teoría, los capacitores pueden instalarse en cualquier punto, es preciso evaluar su ejecución práctica y económica.

A partir de las modalidades de ubicación de los condensadores, son tres los métodos de corrección.

3.2.3.1. Corrección individual (distribuida).

La corrección distribuida se realiza conectando un banco de capacitores debidamente dimensionado directamente a los terminales del dispositivo que necesita la potencia reactiva. Aunque la instalación es sencilla, se dice que es costosa; el capacitor y la carga pueden beneficiarse de las mismas protecciones contra sobrecorriente y se insertan o desconectan a la vez.

Este tipo de corrección se dice que es aconsejable para grandes aparatos con carga y factor de potencia constantes y tiempos de conexión prolongados; por lo general, es utilizado para motores y lámparas fluorescentes.

La figura 14 presenta los esquemas usuales de conexión para la corrección del factor de potencia de motores.

En la figura *a*, el banco de capacitores se conecta entre la protección de sobrecarga del motor y el motor, por lo que se tiene que reajustar el relevador de sobrecarga. En la figura *b*, el banco de capacitores se conecta entre el contactor y el relevador de sobrecarga. En la figura *c*, el banco de capacitores se conecta entre la protección de sobrecorriente y el contactor, por lo que requiere un contactor que pueda conmutarlo cuando arranque el motor.

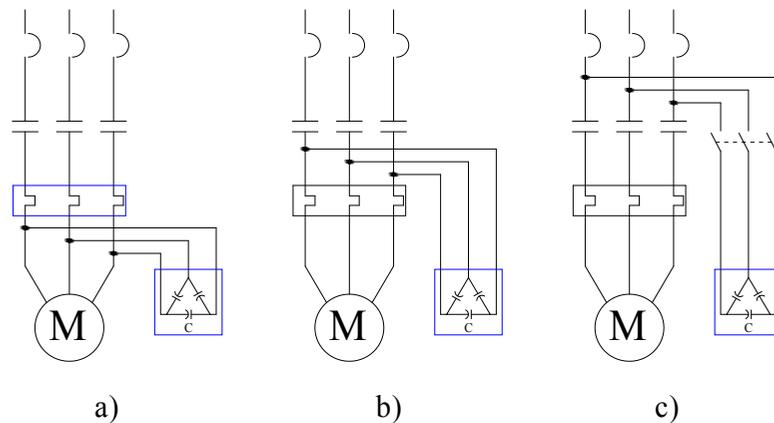


Figura 13. Conexiones de capacitores para motores eléctricos.

En caso de conexión directa (figuras *a* y *b*) se corre el riesgo de que, tras el corte de la alimentación, un motor con alta inercia, continuará rotando (energía cinética residual), se auto excitará con la energía reactiva suministrada por el banco de capacitores, y se transformará en un generador asíncrono. Si esto ocurre, la tensión se mantendría en el lado de carga del dispositivo de maniobra y control, con riesgo de peligrosas sobretensiones (hasta el doble de la tensión nominal). En la conexión propuesta en la figura *c*, el banco de capacitores se conecta al motor solo cuando este está en marcha y se desconecta del mismo antes de que se produzca el corte de la alimentación del motor.

Con este tipo de corrección, toda la red aguas arriba de la carga trabaja con un factor de potencia elevado, la corriente en los circuitos derivados y alimentadores es mínima y la regulación de voltaje en la carga es máxima.

3.2.3.2. Corrección por grupos.

Consiste en corregir localmente grupos de cargas con características de funcionamiento similares mediante la instalación de un banco de capacitores. Este método se dice que se encuentra en el punto medio entre la solución económica y el correcto servicio de la instalación, ya que los beneficios de la corrección afectan solo a las líneas aguas arriba respecto al punto en el que se encuentra instalado el banco de capacitores.

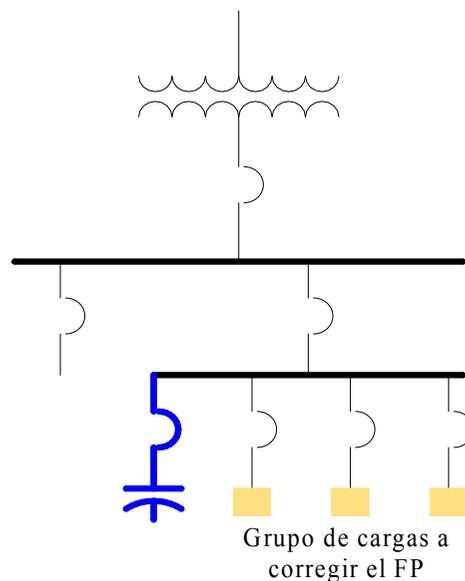


Figura 14. Corrección por grupo.

3.2.3.3. Corrección centralizada.

El comportamiento variable de las cargas tiene una importancia fundamental para la elección de este tipo de corrección. En instalaciones con muchas cargas, en las que todos sus elementos funcionan de forma simultánea y/o algunos están conectados solo unas pocas horas al día, parece evidente que la solución de la corrección

distribuida resulta demasiado costosa, quedando durante largos periodos inutilizados muchos de los capacitores instalados.

Por tanto, el uso de un único sistema de corrección en el punto inicial de la instalación permite reducir la suma de potencias de los capacitores instalados.

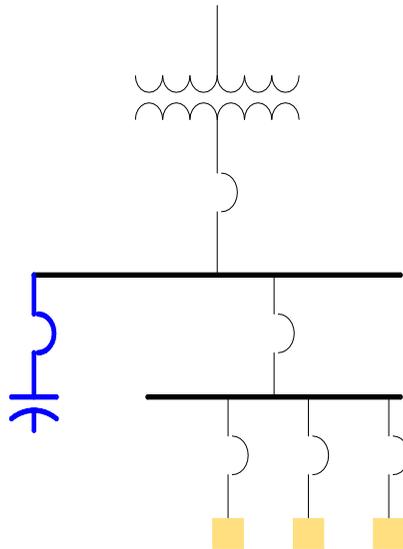


Figura 15. Corrección centralizada.

En la corrección centralizada se emplean normalmente complejos automatismos (corrección automática), con bancos de capacitores fraccionados en escalones, instalados directamente en los tableros de distribución principales; el uso de un banco de capacitores conectado permanentemente, solo es posible si la demanda de energía reactiva es lo suficientemente regular durante todo el día.

La solución centralizada es la más comúnmente usada, porque se dice que permite optimizar los costos del banco de capacitores, pero presenta la desventaja de que los circuitos derivados y alimentadores de la instalación, aguas abajo del dispositivo de corrección deben estar dimensionados, teniendo en cuenta la totalidad de la potencia reactiva demandada por las cargas.

3.3. Bancos de capacitores en motores de inducción.

La conexión de bancos de capacitores directamente a los motores, no se considera el medio óptimo de corrección de factor de potencia, debido a que puede interactuar con fuentes de corrientes armónicas (por lo que se recomienda un análisis de ingeniería, para evitar ferresonancia por cargas no lineales en el sistema), y al supuesto costo unitario más alto de instalar muchos capacitores individuales pequeños. Sin embargo, este método permite que los capacitores entren en operación cuando el motor arranca, proporcionando la potencia reactiva necesaria para mantener un alto factor de potencia aguas arriba.

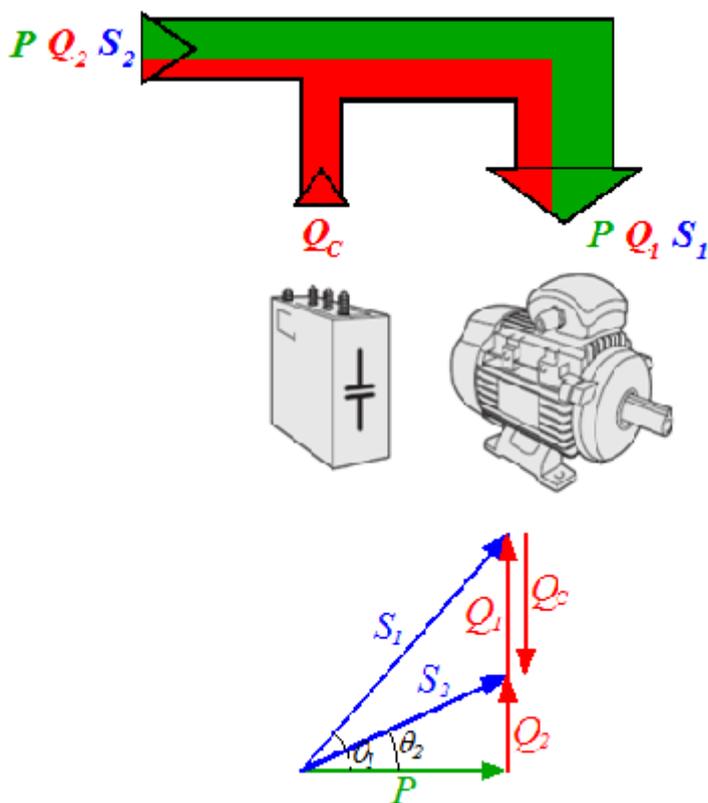


Figura 16. Parámetros eléctricos del motor.

3.3.1. Ejemplo de un modelo de motor eléctrico.

El circuito eléctrico simplificado de un motor eléctrico se compone de una resistencia en serie o en paralelo a una reactancia inductiva.

Supongamos un motor cuyas características eléctricas de operación en vacío se muestra en el siguiente diagrama:

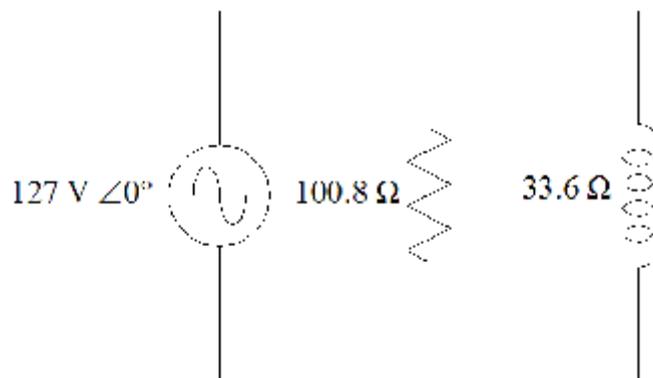


Figura 17. Modelo de circuito de motor eléctrico.

Las potencias en el circuito del motor en vacío son las siguientes:

$$P = \frac{E^2}{R} = \frac{(127 \text{ V})^2}{100.8 \Omega} = 160 \text{ W}$$

$$Q = \frac{E^2}{X_L} = \frac{(127 \text{ V})^2}{33.6 \Omega} = 480 \text{ VAR}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(160 \text{ W})^2 + (480 \text{ VAR})^2} = 506 \text{ VA}$$

$$FP = \cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{160 \text{ W}}{506 \text{ VA}} = 0.3162 = 31.62\%$$

Las características eléctricas de operación en carga muestran una disminución en la resistencia, esto es debido a que al acoplarle carga al motor, se traduce en el

circuito eléctrico como cargas resistivas en paralelo, por lo que la resistencia equivalente total disminuye su valor. El siguiente diagrama muestra sus características eléctricas:

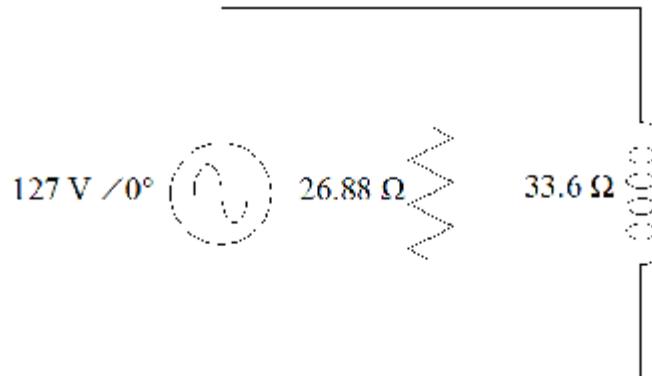


Figura 18. Circuito de motor con carga.

Las potencias en el circuito del motor a plena carga son las siguientes:

$$P = \frac{E^2}{R} = \frac{(127 \text{ V})^2}{26.88 \Omega} = 600 \text{ W}$$

$$Q = \frac{E^2}{X_L} = \frac{(127 \text{ V})^2}{33.6 \Omega} = 480 \text{ VAR}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(600 \text{ W})^2 + (480 \text{ VAR})^2} = 768 \text{ VA}$$

$$FP = \cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{600 \text{ W}}{768 \text{ VA}} = 0.7813 = 78.13\%$$

El factor de potencia se incrementó considerablemente sin necesidad de conectar una carga capacitiva, y esto fue debido al incremento de la potencia activa y a que la potencia reactiva permanece constante.

Si se acopla una carga capacitiva al motor en operación en vacío para incrementar el factor de potencia, tendríamos el siguiente diagrama:

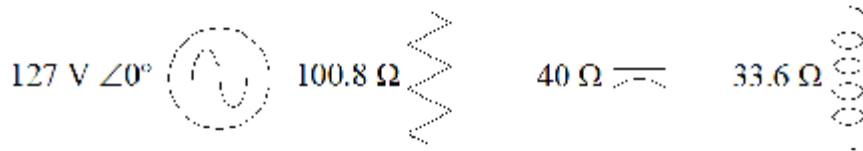


Figura 19. Circuito de motor en vacío con capacitor para corrección de FP.

La impedancia resultante de las reactancias inductivas y capacitivas sería:

$$Z = \frac{(jX_L)(-jX_C)}{jX_L - jX_C} = \frac{(33.6 \Omega \angle 90^\circ)(40 \Omega \angle -90^\circ)}{j33.6 \Omega - j40 \Omega} = \frac{1344 \Omega \angle 0^\circ}{-j6.4} = \frac{1344 \Omega \angle 0^\circ}{6.4 \angle -90^\circ} = 210 \Omega \angle 90^\circ$$

La resultante es una reactancia inductiva de 210 Ω .

Las potencias en el circuito del motor en vacío son las siguientes:

$$P = \frac{E^2}{R} = \frac{(127 \text{ V})^2}{100.8 \Omega} = 160 \text{ W}$$

$$Q_L = \frac{E^2}{X_L} = \frac{(127 \text{ V})^2}{210 \Omega} = 76.8 \text{ VAR}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(160 \text{ W})^2 + (76.8 \text{ VAR})^2} = 177.48 \text{ VA}$$

$$FP = \cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{160 \text{ W}}{177.48 \text{ VA}} = 0.9015 = 90.15\%$$

El siguiente diagrama muestra las características eléctricas del motor con carga y con un capacitor acoplado:

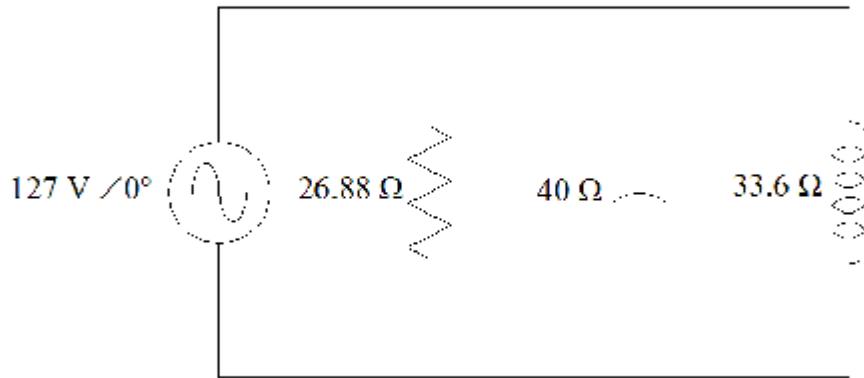


Figura 20. Circuito de motor con carga con capacitor para corrección de FP.

Las potencias en el circuito del motor con carga son las siguientes:

$$P = \frac{E^2}{R} = \frac{(127 \text{ V})^2}{26.88 \Omega} = 600 \text{ W}$$

$$Q_L = 76.8 \text{ VAR}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(600 \text{ W})^2 + (76.8 \text{ VAR})^2} = 604.9 \text{ VA}$$

$$FP = \cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{600 \text{ W}}{604.9 \text{ VA}} = 0.9919 = 99.19\%$$

3.3.2. Efectividad del método motor-capacitor.

El factor de potencia a plena carga de un motor de inducción tipo jaula de ardilla es de entre 80 y 90%, dependiendo de la velocidad y tipo de motor. Con cargas ligeras, sin embargo, el factor de potencia es menor, como se ilustra en la figura 21. Aunque en general, los motores de inducción no operan a plena carga y a pesar que el factor de potencia varía significativamente de vacío a plena carga, la potencia reactiva del motor no cambia mucho. Esta característica hace que el motor de inducción de jaula de ardilla con un capacitor adecuadamente seleccionado, demandará energía con un factor de potencia por arriba del 95%.

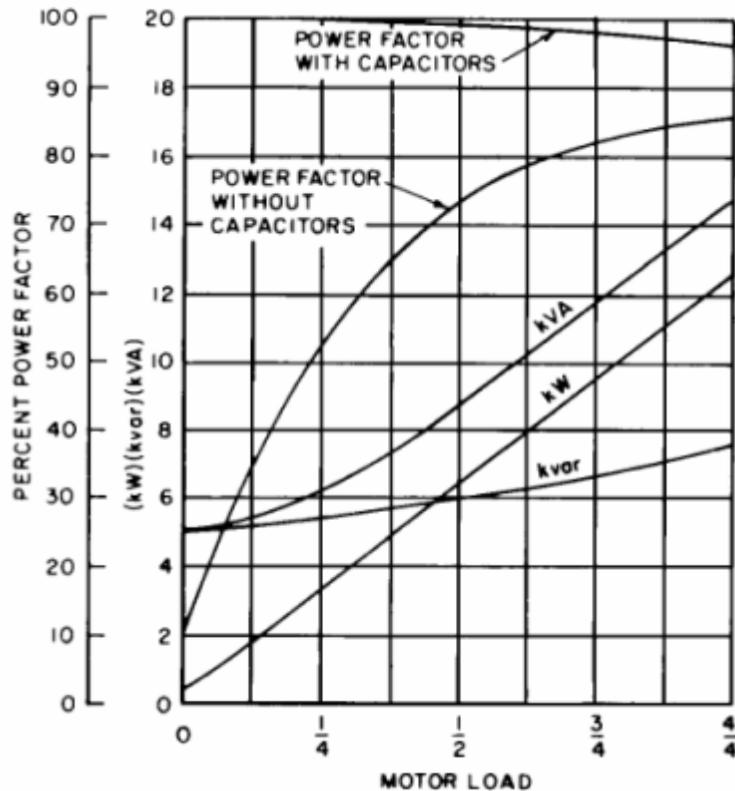


Figura 21. Característica típica de un motor de inducción (IEEE-141-1993).

3.3.3. Selección de motores y punto de conexión.

Los siguientes procedimientos deben considerarse para determinar la conveniencia de conectar capacitores directamente a motores:

- ❖ Seleccionar un motor con muchas horas de uso, de modo que el capacitor tenga un alto factor de trabajo y esté en línea en el momento de carga máxima.
- ❖ Elegir los motores más grandes y de más baja velocidad. Cuanto más baja la velocidad del motor, mayor el par y más grande el valor del capacitor a utilizar.
- ❖ Nunca conectar capacitores directamente al motor cuando:

- Se usa un arrancador de estado sólido.
- Se usa un arrancador en pasos.
- Está sujeto a arranques continuos.
- Sea de velocidad múltiple.
- Se use en reversa.
- Está acoplado a una carga con alta inercia.

En todos estos casos, el voltaje de auto-excitación o las corrientes transitorias pico pueden provocar daños en el capacitor y en el motor.

La conexión preferida de un capacitor se ilustra en la figura 22. La conexión (a) sería la ideal y (b) la segunda opción. Cuando el capacitor está colocado entre el motor y la protección de sobrecarga, se deberá reajustar el valor de sobrecarga, para compensar la disminución de la corriente debido al capacitor.

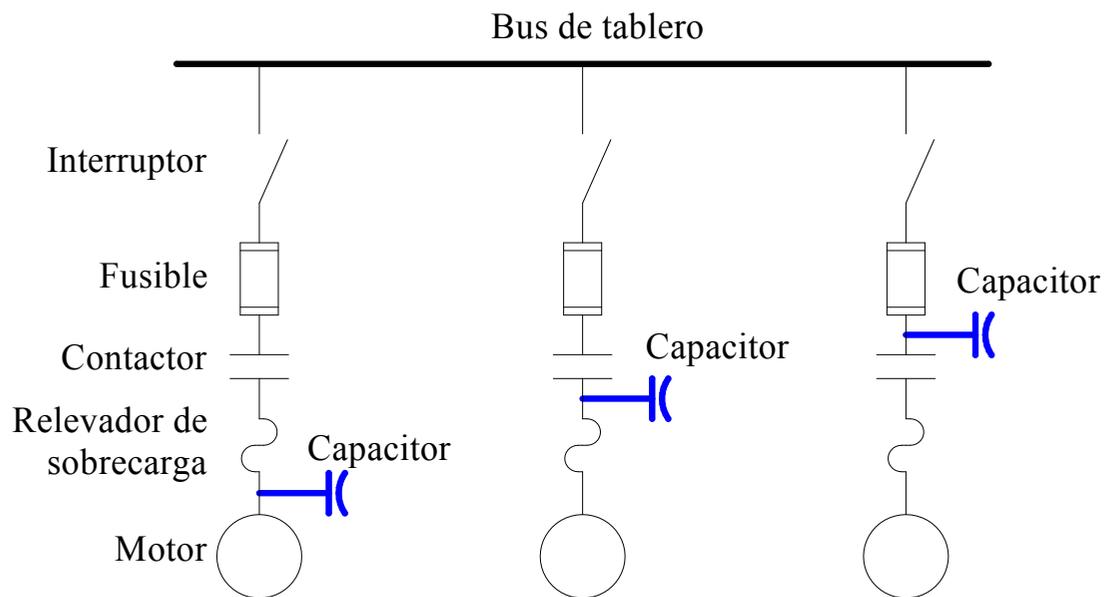


Figura 22. Ubicación de capacitores en motores de inducción.

3.3.4. Selección de capacitor.

Muchos fabricantes ofrecen tablas de diseños de motores estándar con valores de capacitores recomendados. Hay una gran diferencia en los capacitores recomendados para motores de diferentes diseños, como:

- Armazón U, 1955 a 1964
- Armazón T, 1964 y posterior
- Armazón de alta eficiencia, 1979 y posterior.

En el caso de no tener disponible las recomendaciones de los fabricantes, la selección correcta del capacitor puede determinarse mediante la obtención de la corriente sin carga del motor del fabricante o efectuando una medición. Cuando esto no sea posible, las Tablas 8-3, 8-4 y 8-5 de IEEE-Std-141-1993 servirán como base para la selección del capacitor correcto.

En 14.44.3 del Estándar "NEMA MG 1-2006", se recomienda que en caso de requerir corregir el factor de potencia a motores individuales, la potencia reactiva de los capacitores se calcule con la siguiente fórmula:

$$kVAR = \frac{0.746 \times HP}{Eff} \times \left[\frac{\sqrt{1 - (FP)^2}}{FP} - \frac{\sqrt{1 - (FP_i)^2}}{FP_i} \right]$$

Donde:

- kVAR = Valor del capacitor trifásico de corrección de factor de potencia.
- HP = Potencia mecánica en el eje del motor.
- Eff = Eficiencia por unidad nominal a plena carga.
- FP = Factor de potencia por unidad del motor a plena carga.
- FP_i = Factor de potencia unitario deseado para la combinación motor-capacitor.

3.4. Determinación del factor de potencia.

Para dimensionar el banco de capacitores a instalar para corregir la instalación, hay que determinar de manera precisa el factor de potencia a partir de los consumos de energía o del ciclo de carga de la instalación; así se evita la inyección de excesiva energía reactiva de tipo capacitiva, que representa una sobre inversión.

Si se desea efectuar una corrección distribuida o por grupos, es necesario determinar el $\cos \theta$ de la carga o del grupo de cargas; esto puede llevarse a cabo de los siguientes modos:

- directamente, mediante medida directa por medio de un cosfímetro;
- indirectamente, a través de la lectura de los medidores de energía activa y reactiva.

El *cosfímetro* es un instrumento de medida que permite visualizar el factor de potencia $\cos \theta$ con el que la carga está absorbiendo energía. La lectura de dicho instrumento se efectuara en diferentes momentos del ciclo de carga para así poder extraer un factor de potencia medio. Los equipos de medición de calidad de la energía, tienen esta función entre otras.

Si se dispone de las lecturas de energía activa y reactiva absorbidas en un ciclo de trabajo por la carga o por el conjunto de las cargas que constituyen la instalación, el factor de potencia medio puede ser calculado de la siguiente forma:

$$\cos \theta = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{E_{Qf} - E_{Qi}}{E_{Pf} - E_{Pi}} \right) \right]$$

donde:

- E_{Pi} y E_{Qi} son los valores de la energía activa y reactiva leídos al comienzo del ciclo de trabajo;
- E_{Pf} y E_{Qf} son los valores de la energía activa y reactiva leídos al término del ciclo de trabajo.

Si se pretende efectuar una compensación centralizada, el factor de potencia medio mensual puede extraerse siguiendo el procedimiento descrito anteriormente o directamente de los recibos de la compañía suministradora de energía eléctrica.

3.4.1. Determinación matemática de la potencia reactiva necesaria.

Conocido el factor de potencia de la instalación ($\cos \theta_1$) y el que se quiere obtener ($\cos \theta_2$), es posible determinar la potencia reactiva necesaria del banco de capacitores para alcanzar la corrección.

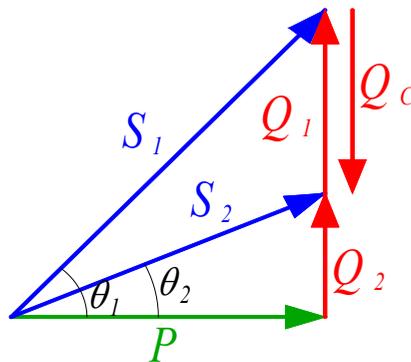


Figura 23. Diagrama fasorial de corrección de FP.

Siendo:

- P la potencia activa instalada
- θ_1 el ángulo de desfase antes de la corrección
- θ_2 el ángulo de desfase que se quiere obtener con la corrección

La potencia del banco de capacitores Q_c es igual a:

$$Q_c = P(\tan \theta_1 - \tan \theta_2)$$

En un sistema trifásico, el banco de capacitores dimensionado, constituido por tres capacitores de igual capacidad, puede conectarse en triángulo o en estrella. A la hora de elegir la modalidad de conexión, hay que tener presente que en la conexión en triángulo cada capacidad está sujeta a la tensión de línea de alimentación, pero, a igual potencia reactiva generada, tiene un valor de un tercio del que tendría en la conexión en estrella:

$$Q_{cY} = Q_c \quad C_Y = 3C_i$$

En baja tensión, donde los problemas de aislamiento son menos relevantes, suele preferirse emplear la conexión en triángulo del banco de capacitores, ya que permite un dimensionamiento inferior de las capacidades de cada fase.

3.4.2. Determinación clásica de la potencia reactiva necesaria.

La motivación principal de incrementar el factor de potencia, es para abatir el cargo en la facturación de energía eléctrica y obtener un abono, por lo que debido a la simplicidad del cálculo, la forma tradicional de corrección de factor de potencia se efectúa de acuerdo a los datos obtenidos en los recibos de CFE, de acuerdo al siguiente procedimiento:

Debido a que CFE mide la energía activa y la energía reactiva, obtiene el factor de potencia medido (FP_M) con la siguiente fórmula:

$$FP_M = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{\text{kVARh}}{\text{kWh}} \right) \right]$$

La potencia reactiva que está demandando el sistema (kVAR_D) se obtiene de la siguiente fórmula:

$$kVAR_D = kW \times \tan(\cos^{-1} FP_M)$$

Finalmente, la potencia reactiva del banco de capacitores (kVAR) para un factor de potencia deseado (FP_D), se obtiene de:

$$kVAR = kW \times [\tan(\cos^{-1} FP_M) - \tan(\cos^{-1} FP_D)]$$

Es más usual, que el banco de capacitores se determine con la fórmula y la Tabla 8-2 del Estándar 141.1993 del IEEE siguientes:

$$kVAR = (kW)(\Delta \tan)$$

Desired power factor in percent																					
Original power factor	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0
0.50	0.982	1.008	1.034	1.060	1.086	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.589	1.732
0.52	0.893	0.919	0.945	0.971	0.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131	1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643
0.54	0.809	0.835	0.861	0.887	0.913	0.939	0.966	0.992	1.019	1.047	1.075	1.103	1.133	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559
0.56	0.730	0.756	0.782	0.808	0.834	0.860	0.887	0.913	0.940	0.968	0.996	1.024	1.054	1.085	1.117	1.151	1.188	1.229	1.277	1.337	1.480
0.58	0.655	0.681	0.707	0.733	0.759	0.785	0.812	0.838	0.865	0.893	0.921	0.949	0.979	1.010	1.042	1.076	1.113	1.154	1.202	1.262	1.405
0.60	0.583	0.609	0.635	0.661	0.687	0.713	0.740	0.766	0.793	0.821	0.849	0.877	0.907	0.938	0.970	1.004	1.041	1.082	1.130	1.190	1.333
0.62	0.516	0.542	0.568	0.594	0.620	0.646	0.673	0.699	0.726	0.754	0.782	0.810	0.840	0.871	0.903	0.937	0.974	1.015	1.063	1.123	1.266
0.64	0.451	0.474	0.503	0.529	0.555	0.581	0.608	0.634	0.661	0.689	0.717	0.745	0.775	0.806	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.068	1.201
0.66	0.388	0.414	0.440	0.466	0.492	0.518	0.545	0.571	0.598	0.626	0.654	0.682	0.712	0.743	0.775	0.809	0.846	0.887	0.935	0.995	1.138
0.68	0.328	0.354	0.380	0.406	0.432	0.458	0.485	0.511	0.538	0.566	0.594	0.622	0.652	0.683	0.715	0.749	0.786	0.827	0.875	0.935	1.078
0.70	0.270	0.296	0.322	0.348	0.374	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.564	0.594	0.625	0.657	0.691	0.728	0.769	0.817	0.877	1.020
0.72	0.214	0.240	0.266	0.292	0.318	0.344	0.371	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.74	0.159	0.185	0.211	0.237	0.263	0.289	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.76	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.235	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.399	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.604	0.652	0.712	0.855
0.78	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.182	0.209	0.235	0.262	0.290	0.318	0.346	0.376	0.407	0.439	0.473	0.510	0.551	0.599	0.659	0.802
0.80	0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.157	0.183	0.210	0.238	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.609	0.750
0.82		0.000	0.026	0.052	0.078	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.555	0.698	
0.84			0.000	0.026	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646		
0.86				0.000	0.026	0.053	0.081	0.109	0.137	0.167	0.198	0.230	0.264	0.301	0.342	0.390	0.450	0.593			
0.88					0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540				
0.90						0.000	0.028	0.058	0.089	0.121	0.155	0.192	0.233	0.281	0.341	0.484					
0.92							0.000	0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.283	0.426						
0.94								0.000	0.034	0.071	0.112	0.160	0.220	0.363							
0.96									0.000	0.041	0.089	0.149	0.292								
0.98										0.000	0.060	0.203									

Tabla 1. Selección de kVAR para corrección de factor de potencia.

4. MATERIALES y MÉTODOS.

4.1. Metodología Documental.

La metodología documental empleada consistió en extraer información técnica de diversas fuentes con objeto de recabar aportaciones valiosas para la investigación planteada. De este modo, se identificaron las siguientes fuentes:

- Artículos en revistas tecnológicas de impacto.
- Bibliografía especializada.
- Tesis de maestrías relacionadas,
- Informes realizados en el seno de proyectos de investigación del tema.
- Información técnica procedente de páginas webs institucionales (ver bibliografía).
- Información técnica procedente de páginas webs comerciales (ver bibliografía).
- Información obtenida de los equipos analizados.
- Medición de parámetros eléctricos.

El método de trabajo consistió en recabar información sobre los temas propuestos en los objetivos particulares, es decir, esencialmente en lo relativo a la corrección del factor de potencia al menor costo, reducción de las pérdidas de energía, establecer las diferencias técnicas y económicas antes y después del proyecto y presentar varias situaciones costo-beneficio para la selección del proyecto más conveniente.

Tras comparar los datos obtenidos de las diversas fuentes, se obtuvieron una serie de conclusiones parciales que permitieron documentar los siguientes aspectos:

- Estado de la técnica y la investigación, el cual fue complicado establecer sin un estudio técnico previo del proyecto.

- Planteamiento del problema, que entre otras cosas permitió determinar la oportunidad de cambiar el método de corrección de factor de potencia.
- Metodología de adquisición de datos, que permitió determinar las mediciones requeridas para permitir saber que tipos de bancos de capacitores se debían estudiar y que prestaciones específicas convenía analizar.
- Metodología de cálculo, para seleccionar los más usuales y conocer en profundidad las posibilidades que ofrecen.
- Metodología experimental, para conocer las experiencias previas en este campo y poder diseñar un ensayo que recoja las aportaciones de la experiencia.

A continuación se desarrolla más concretamente cada aspecto de la metodología documental empleada según los diferentes objetivos particulares de la misma.

Situación Actual de la empresa.

- Copias de recibos de pagos de CFE.
- Plano eléctrico unifilar de la nave industrial.
- Ubicación y datos característicos de los equipos suministradores y las cargas de principal consumo.

Procedimiento técnico.

- Medición de las 2 subestaciones con el Fluke para registrar comportamiento.
- Identificación de tableros de subestaciones y sus cargas.
- Registro de medición de aires acondicionados con el Fluke.
- Actualización de plano eléctrico unifilar.

Diseño de solución técnica.

- Diseño y cálculos con modelos matemáticos, datos medidos y datos nominales de las cargas para sugerir la mejor opción tanto en capacitores individuales como bancos de capacitores automáticos o fijos para la corrección del factor de potencia.

4.1.1. Corrección de factor de potencia al menor costo.

A pesar de existir amplia documentación técnica y de investigación sobre la corrección del factor de potencia en diversos sistemas, no se encontró ninguno que propusiera la instalación de bancos de capacitores distribuidos en cargas relativamente pequeñas, previo estudio de demanda de potencia reactiva con el uso de un analizador de redes.

La información técnica del analizador de redes marca Fluke modelo 434, fue determinante para implementar una estrategia de adquisición de datos que permitiera conocer los requerimientos de potencia reactiva de cada equipo.

4.1.2. Adquisición de datos.

4.1.2.1. Analizador de redes Fluke 434.

El analizador de redes marca Fluke modelo 434 es un equipo de medición que realiza funciones para localizar, predecir, prevenir y resolver problemas en sistemas de distribución de energía eléctrica monofásicos y trifásicos.



Imagen 1. Analizador de redes Fluke 434.

Con este equipo se pueden realizar estudios de consumo de energía y análisis de cargas eléctricas, así como realizar registros de la calidad eléctrica. Algunas de las funciones del analizador permiten obtener una visión general del funcionamiento del sistema eléctrico, mientras que otras sirven para examinar detalles específicos. Es un instrumento que mide prácticamente todos los parámetros del sistema eléctrico: tensión, corriente, frecuencia, potencia, consumo, cos phi o factor de potencia, desequilibrio, transitorios, armónicos e interarmónicos.

La configuración del analizador se ajusta a las características del sistema que se desea comprobar y los accesorios utilizados.

En la empresa Valeo el tipo de sistema de distribución de energía eléctrica es trifásico, por lo tanto las conexiones se realizaron como se muestra:

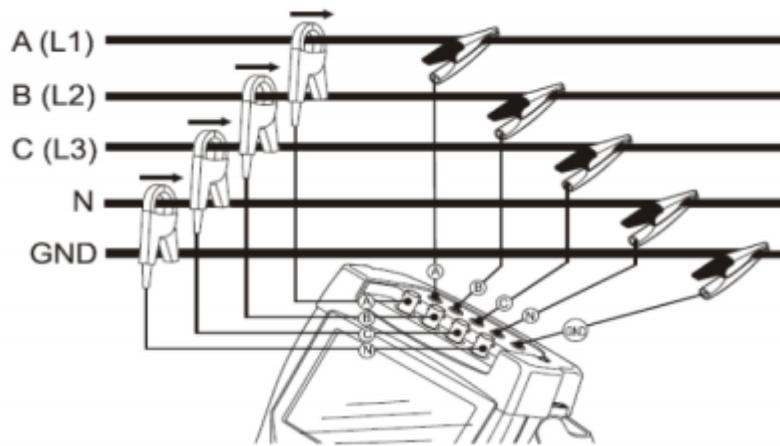
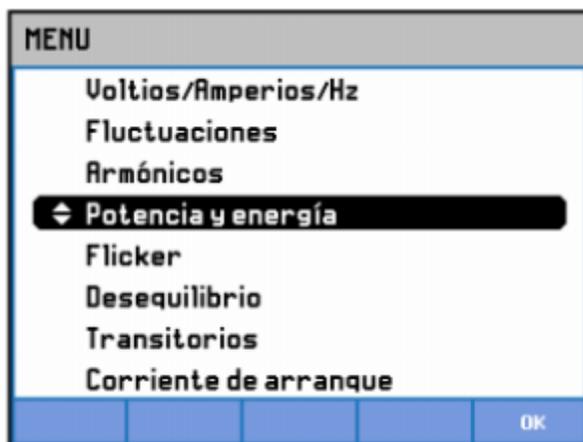


Figura 24. Conexión de cables de prueba.

En el analizador de redes se usó la pantalla de potencia y energía, para tomar el registro de los datos de los alimentadores y sus cargas respectivas, en donde se muestran los datos de la potencia para cada fase y el total: potencia real o activa en kW, potencia aparente en kVA, potencia reactiva en kVAR y factor de potencia.

Los símbolos de una bobina y un capacitor que aparecen en el renglón de la potencia reactiva kVAR, indican si la carga es inductiva o capacitiva respectivamente.



The screenshot shows the 'Potencia y energía' screen. It displays a table of power and energy data for phases A, B, C, and Total. The table includes columns for kW, kVA, kVAR, PF, DPF, and Arms. The data is as follows:

	A	B	C	Total
kW	7.2	9.4	9.8	26.4
kVA	9.2	11.5	11.0	31.7
kVAR	5.7	6.7	5.0	17.4
PF	0.78	0.81	0.89	0.83
DPF	0.78	0.81	0.89	0.83
Arms	34	42	41	

Below the table, there are additional readings for Urms: A (268.2), B (273.0), and C (268.5). At the bottom, there is a status bar showing: 06/19/12 13:33:05, 277V 60Hz 3.0 WVE, and EM50160. Navigation buttons (PREV, BACK, NEXT, PRINT, USE) are visible at the bottom.

Imagen 2. Pantalla de potencia y energía.

4.1.2.2. Medición con Fluke 434.

Se efectuaron mediciones con el analizador de redes marca Fluke modelo 434 en el lado secundario de los dos transformadores y en las alimentaciones de los tableros de distribución, así como en las cargas que se presumía tenían bajo factor de potencia.



Imágen 3. Medición en Transformador de subestación 1.



Imágen 4. Medición en tablero de distribución A.

Las pantallas de las mediciones efectuadas con el analizador de redes Fluke 434, se presentan a continuación.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	287.3	322.7	305.5	915.6
kVA	313.2	349.3	324.9	987.4
kVAR	124.6	133.7	110.4	368.8
PF	0.92	0.92	0.94	0.93
DPF	0.92	0.92	0.94	0.93
A rms	1149	1259	1190	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	272.8	277.5	273.1	
06/19/12 10:05:38 277V 60Hz 3Ø WYE EH50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 5. Subestación 1.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	215.3	229.6	220.8	665.7
kVA	234.2	249.7	236.0	719.9
kVAR	92.3	98.1	83.3	273.6
PF	0.92	0.92	0.94	0.92
DPF	0.92	0.92	0.94	0.92
A rms	861	903	868	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	272.1	276.7	272.2	
06/19/12 10:15:34 277V 60Hz 3Ø WYE EH50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 6. Tablero A - Subestación 1.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	91.4	97.3	88.4	277.1
kVA	100.1	105.3	92.5	297.8
kVAR	40.8	40.3	27.0	108.0
PF	0.91	0.92	0.96	0.93
DPF	0.91	0.92	0.96	0.93
A rms	368	381	340	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	272.1	276.8	272.3	
06/19/12 10:21:44 277V 60Hz 3Ø WYE EH50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 7. Tablero B - Subestación 1.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	80.0	83.2	67.6	230.8
kVA	90.6	101.5	84.3	276.5
kVAR	42.6	58.1	50.5	151.2
PF	0.87	0.81	0.79	0.83
DPF	0.88	0.82	0.80	0.83
A rms	331	365	309	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	276.3	280.5	275.9	
06/19/12 10:31:39 277V 60Hz 3Ø WYE EH50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 8. Subestación 2.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	3.21	3.94	4.40	11.56
kVA	3.97	4.19	5.28	13.44
kVAR	2.33	1.41	2.92	6.66
PF	0.81	0.94	0.83	0.86
DPF	0.81	0.94	0.83	0.86
A rms	15.1	16.3	20.1	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	262.5	257.4	263.7	
07/10/12 14:38:19 127V 60Hz 3Ø WYE EH50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 9. A.A. Finanzas.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	4.35	4.01	2.65	11.01
kVA	5.28	4.22	2.83	12.33
kVAR	3.00	1.30	1.00	5.29
PF	0.82	0.95	0.93	0.89
DPF	0.82	0.95	0.94	0.89
A rms	20.1	16.3	11.0	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	262.8	259.6	259.2	
07/10/12 14:42:45 127V 60Hz 3Ø WYE EH50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 10. A.A. Compras.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	2.91	2.34	2.81	8.06
kVA	3.36	2.86	3.62	9.85
kVAR	1.69	1.63	2.29	5.62
PF	0.86	0.82	0.77	0.82
DPF	0.86	0.82	0.78	0.82
A rms	13.0	11.0	13.7	
A B C				
V rms	258.6	260.7	264.6	
07/10/12 14:45:47 127V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 11. A.A. Laboratorio A.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	14.23	11.47	10.97	36.67
kVA	18.33	14.02	15.94	48.29
kVAR	11.56	8.06	11.57	31.19
PF	0.78	0.82	0.69	0.76
DPF	0.78	0.82	0.69	0.76
A rms	69.6	54.2	61.4	
A B C				
V rms	263.4	258.9	259.9	
07/10/12 14:50:14 127V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 12. A.A. Torque y Sensores.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	7.2	5.5	6.3	19.0
kVA	8.6	6.7	6.8	22.1
kVAR	4.6	3.9	2.6	11.1
PF	0.84	0.82	0.92	0.86
DPF	0.84	0.82	0.93	0.86
A rms	67	55	54	
A B C				
V rms	127.8	123.1	125.9	
07/17/12 14:32:47 127V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 13. A.A. Baños y Oficina Prod.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	6.7	7.0	8.6	22.3
kVA	8.1	9.2	10.0	27.4
kVAR	4.6	6.1	5.1	15.8
PF	0.83	0.75	0.86	0.81
DPF	0.83	0.75	0.86	0.81
A rms	30	34	37	
A B C				
V rms	268.0	273.0	268.5	
06/19/12 13:40:36 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 14. A.A. Lasser.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	8.6	10.0	8.8	27.3
kVA	11.0	11.5	10.2	32.7
kVAR	6.9	5.7	5.2	17.8
PF	0.78	0.87	0.86	0.84
DPF	0.78	0.87	0.86	0.84
A rms	41	42	38	
A B C				
V rms	267.8	272.8	268.3	
06/19/12 13:34:09 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 15. A.A. Embarques.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	9.2	11.2	9.5	29.8
kVA	11.8	12.7	10.9	35.4
kVAR	7.4	6.0	5.3	18.7
PF	0.78	0.88	0.87	0.84
DPF	0.78	0.88	0.87	0.84
A rms	44	46	41	
A B C				
V rms	267.8	272.8	268.1	
06/19/12 13:49:57 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 16. A.A. Switches MTA.

Potencia y energía

FUND	A	B	C	Total
kU	5.7	5.7	4.3	15.7
kVA	6.2	7.3	5.5	19.0
kVAR	2.5	4.6	3.3	10.4
PF	0.91	0.78	0.79	0.83
DPF	0.91	0.78	0.79	0.83
A rms	24	27	21	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	264.7	268.6	265.3	
07/17/12 11:57:09 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 17. A.A. Fontane.

Potencia y energía

FUND	A	B	C	Total
kU	5.5	5.8	7.6	18.9
kVA	7.8	7.2	9.3	24.3
kVAR	5.5	4.2	5.4	15.1
PF	0.71	0.81	0.81	0.78
DPF	0.71	0.81	0.81	0.78
A rms	29	27	35	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	265.1	264.3	268.9	
07/17/12 12:08:29 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 18. A.A. Comedor.

Potencia y energía

FUND	A	B	C	Total
kU	7.2	9.4	9.8	26.4
kVA	9.2	11.5	11.0	31.7
kVAR	5.7	6.7	5.0	17.4
PF	0.78	0.81	0.89	0.83
DPF	0.78	0.81	0.89	0.83
A rms	34	42	41	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	268.2	273.0	268.5	
06/19/12 13:33:05 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 19. A.A. SMT-1.

Potencia y energía

FUND	A	B	C	Total
kU	7.8	8.0	8.7	24.5
kVA	9.4	9.8	10.2	29.3
kVAR	5.2	5.6	5.3	16.2
PF	0.83	0.82	0.85	0.83
DPF	0.83	0.82	0.85	0.83
A rms	35	36	38	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	267.7	272.6	268.1	
06/19/12 13:37:22 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 20. A.A. Pintura.

Potencia y energía

FUND	A	B	C	Total
kU	11.1	11.7	12.9	35.7
kVA	14.0	15.1	15.5	44.6
kVAR	8.6	9.6	8.5	26.7
PF	0.79	0.78	0.83	0.80
DPF	0.79	0.78	0.83	0.80
A rms	52	56	58	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	268.0	272.7	268.4	
06/19/12 13:50:17 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 21. A.A. IBCM.

Potencia y energía

FUND	A	B	C	Total
kU	3.8	4.9	4.1	12.8
kVA	4.2	6.6	5.8	16.6
kVAR	1.9	4.4	4.1	10.3
PF	0.89	0.74	0.71	0.77
DPF	0.90	0.74	0.71	0.77
A rms	16	24	22	
<hr/>				
	A	B	C	
U rms	265.3	270.5	265.2	
06/26/12 14:35:27 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 22. A.A. Membrana.

Potencia y energía				
FUND				
	A	B	C	Total
kW	10.0	10.1	8.4	28.6
kVA	12.0	13.3	11.2	36.6
kVAR	6.6	8.7	7.4	22.7
PF	0.83	0.76	0.75	0.78
DPF	0.84	0.76	0.75	0.78
A rms	45	49	42	
V rms				
	A	B	C	
	265.2	270.4	265.5	
06/26/12 14:27:03 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 23. A.A. Sensores Fomi.

Potencia y energía				
FUND				
	A	B	C	Total
kW	10.4	10.5	9.3	30.2
kVA	13.0	14.0	12.5	39.4
kVAR	7.8	9.2	8.3	25.3
PF	0.80	0.75	0.75	0.77
DPF	0.80	0.75	0.75	0.77
A rms	49	52	47	
V rms				
	A	B	C	
	265.1	270.2	265.1	
06/26/12 14:38:08 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 24. A.A. Sensores VW.

Potencia y energía				
FUND				
	A	B	C	Total
kW	6.0	5.5	5.8	17.3
kVA	7.2	6.7	6.7	20.6
kVAR	4.0	3.9	3.3	11.2
PF	0.83	0.82	0.87	0.84
DPF	0.83	0.82	0.87	0.84
A rms	27	25	25	
V rms				
	A	B	C	
	265.8	271.2	266.1	
06/26/12 14:16:29 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 25. A.A. SMT-2.

Potencia y energía				
FUND				
	A	B	C	Total
kW	10.1	12.3	10.0	32.4
kVA	11.4	14.0	12.5	37.9
kVAR	5.3	6.7	7.4	19.4
PF	0.89	0.88	0.80	0.86
DPF	0.89	0.88	0.80	0.86
A rms	43	52	47	
V rms				
	A	B	C	
	265.6	270.8	265.9	
06/26/12 14:20:48 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 26. A.A. Pintura.

Potencia y energía				
FUND				
	A	B	C	Total
kW	8.3	7.8	7.9	24.0
kVA	10.0	9.8	9.3	29.1
kVAR	5.6	5.9	5.0	16.5
PF	0.83	0.80	0.84	0.82
DPF	0.83	0.80	0.84	0.82
A rms	38	36	35	
V rms				
	A	B	C	
	265.4	270.9	265.6	
06/26/12 14:22:04 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 27. A.A. Radar.

Potencia y energía				
FUND				
	A	B	C	Total
kW	7.3	7.9	6.6	21.9
kVA	9.0	10.2	8.8	28.0
kVAR	5.2	6.4	5.9	17.4
PF	0.81	0.78	0.75	0.78
DPF	0.82	0.78	0.75	0.78
A rms	34	37	33	
V rms				
	A	B	C	
	266.1	271.7	266.3	
06/26/12 14:34:43 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 28. A.A. Laboratorio Metrología.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	12.6	12.8	11.3	36.8
kVA	15.5	16.9	14.8	47.2
kVAR	9.0	11.0	9.6	29.6
PF	0.78	0.74	0.73	0.75
DPF	0.81	0.76	0.76	0.78
A rms	59	62	56	
A B C				
U rms	270.3	275.3	270.3	
06/26/12 15:08:29 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 29. A.A. No. 5 Pasillo Central.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	13.6	14.1	13.2	40.8
kVA	17.9	19.6	18.0	55.5
kVAR	11.6	13.7	12.3	37.5
PF	0.76	0.72	0.73	0.74
DPF	0.76	0.72	0.73	0.74
A rms	66	71	66	
A B C				
U rms	270.9	276.0	271.0	
06/26/12 15:05:27 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 30. A.A. IKT.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	12.8	13.1	10.8	36.8
kVA	16.5	18.6	15.7	50.9
kVAR	10.4	13.2	11.4	35.0
PF	0.78	0.70	0.69	0.72
DPF	0.78	0.71	0.69	0.72
A rms	61	68	58	
A B C				
U rms	270.6	275.6	270.6	
06/26/12 15:04:36 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 31. A.A. No. 2 Pasillo Central.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	12.3	12.8	10.2	35.3
kVA	15.0	17.3	14.3	46.6
kVAR	8.7	11.6	10.0	30.3
PF	0.79	0.72	0.69	0.73
DPF	0.82	0.74	0.72	0.76
A rms	56	63	54	
A B C				
U rms	270.8	276.1	271.0	
06/26/12 15:03:52 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imágen 32. A.A. Control Panel.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	36.0	40.6	36.0	112.6
kVA	41.2	48.1	44.0	133.3
kVAR	20.0	25.7	25.3	71.1
PF	0.87	0.85	0.82	0.84
DPF	0.87	0.85	0.82	0.84
A rms	158	182	168	
A B C				
U rms	261.2	264.9	261.8	
06/26/12 15:30:00 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imagen 33. Compresor.

Potencia y energía				
FUND	A	B	C	Total
kW	7.1	5.5	6.3	18.9
kVA	8.5	6.7	6.8	22.0
kVAR	4.6	3.8	2.6	11.1
PF	0.84	0.82	0.92	0.86
DPF	0.84	0.82	0.92	0.86
A rms	66	55	54	
A B C				
U rms	127.8	123.2	126.1	
07/17/12 14:30:30 277V 60Hz 3Ø WYE EN50160				
PREV	BACK	NEXT	PRINT	USE

Imagen 34. A.A. Chiller.

4.1.2.3. Registro de datos.

De las mediciones efectuadas con el analizador de redes Fluke 434, se concentraron los datos obtenidos en la tabla que se muestra a continuación.

	kW				kVA				Kvar				FP	Amperes		
	A	B	C	Total	A	B	C	Total	A	B	C	Total		A	B	C
ALIMENTACIÓN GENERAL	367.3	405.9	373.1	1146.4	403.8	450.8	409.2	1263.9	187.2	211.8	180.9	520		1480	1624	1499
Subestación 1	287.3	322.7	305.5	915.6	313.2	349.3	324.9	987.4	124.6	133.7	110.4	368.8	0.93	1149	1259	1190
Tablero A Subestación 1	215.3	229.6	220.8	665.7	234.2	249.7	236.0	719.9	92.3	98.1	83.3	273.6	0.92	861	903	868
Tablero B Subestación 1	91.4	97.3	88.4	277.1	100.1	105.3	92.5	297.8	40.8	40.3	27	108	0.93	368	381	340
Subestación 2	80.0	83.2	67.6	230.8	90.6	101.5	84.3	276.5	42.6	58.1	50.5	151.2	0.83	331	365	309
TABLERO A																
AC Finanzas	3.21	3.94	4.40	11.56	3.97	4.19	5.28	13.44	2.33	1.41	2.92	6.66	0.86	15.1	16.3	20.1
AC Compras	4.35	4.01	2.65	11.01	5.28	4.22	2.83	12.33	3	1.3	1	5.29	0.89	20.1	16.3	11
AC Laboratorio A	2.91	2.34	2.81	8.06	3.36	2.86	3.62	9.85	1.69	1.63	2.29	5.62	0.82	13	11	13.7
AC Torque y sensores	14.23	11.47	10.97	36.67	18.33	14.02	15.94	48.29	11.56	8.06	11.57	31.19	0.76	69.6	54.2	61.4
AC Baños y oficinas producción	7.2	5.5	6.3	19.0	8.6	6.7	6.8	22.1	4.6	3.9	2.6	11.1	0.86	67	55	54
AC Lasser	6.7	7	8.6	22.3	8.1	9.2	10	27.4	4.6	6.1	5.1	15.8	0.81	30	34	37
AC Embarques	8.6	10	8.8	27.3	11	11.5	10.2	32.7	6.9	5.7	5.2	17.8	0.84	41	42	38
AC Switches MTA	9.2	11.2	9.5	29.8	11.8	12.7	10.9	35.4	7.4	6	5.3	18.7	0.84	44	46	41
AC Fontane	5.7	5.7	4.3	15.7	6.2	7.3	5.5	19.0	2.5	4.6	3.3	10.4	0.83	24	27	21
AC Comedor	5.5	5.8	7.6	18.9	7.8	7.2	9.3	24.3	5.5	4.2	5.4	15.1	0.78	29	27	35
AC SMT-1	7.2	9.4	9.8	26.4	9.2	11.5	11	31.7	5.7	6.7	5.0	17.4	0.83	34	42	41
AC Pintura	7.8	8.0	8.7	24.5	9.4	9.8	10.2	29.3	5.2	5.6	5.3	16.2	0.83	35	36	38
AC IBCM	11.1	11.7	12.9	35.7	14.0	15.1	15.5	44.6	8.6	9.6	8.5	26.7	0.80	52	56	58
TABLERO B																
AC Membrana	3.8	4.9	4.1	12.8	4.2	6.6	5.8	16.6	1.9	4.4	4.1	10.3	0.77	16	24	22
AC Sensores Fomi	10	10.1	8.4	28.6	12	13.3	11.2	36.6	6.6	8.7	7.4	22.7	0.78	45	49	42
AC Sensores VW	10.4	10.5	9.3	30.2	13	14	12.5	39.4	7.8	9.2	8.3	25.3	0.77	49	52	47
AC SMT-2 (1 compresor fuera)	6	5.5	5.8	17.3	7.2	6.7	6.7	20.6	4.0	3.9	3.3	11.2	0.84	27	25	25
AC Pintura	10.1	12.3	10	32.4	11.4	14.0	12.5	37.9	5.3	6.7	7.4	19.4	0.86	43	52	47
AC Radar	8.3	7.8	7.9	24	10	9.8	9.3	29.1	5.6	5.9	5	16.5	0.82	38	36	35
AC Laboratorio Metrología	7.3	7.9	6.6	21.9	9	10.2	8.8	28	5.2	6.4	5.9	17.4	0.78	34	37	33
TABLERO C																
AC No. 5 Pasillo Central	12.6	12.8	11.3	36.8	15.5	16.9	14.8	47.2	9	11	9.6	29.6	0.75	59	62	56
AC IKT	13.6	14.1	13.2	40.8	17.9	19.6	18	55.5	11.6	13.7	12.3	37.5	0.74	66	71	66
AC No. 2 Pasillo Central	12.8	13.1	10.8	36.8	16.5	18.6	15.7	50.9	10.4	13.2	11.4	35	0.72	61	68	58
AC Control Panel	12.3	12.8	10.2	35.3	15.0	17.3	14.3	46.6	8.7	11.6	10	30.3	0.73	56	63	54
Compresor	36	40.6	36.0	112.6	41.2	48.1	44	133.3	20	25.7	25.3	71.1	0.84	158	182	168
Chiller	7.1	5.5	6.3	18.9	8.5	6.7	6.8	22	4.6	3.8	2.6	11.1	0.86	66	55	54

Tabla 2. Concentrado de mediciones del Fluke 434.

4.1.3. Características de las cargas.

4.1.3.1. Compresor.

Compresor de aire de mediana presión tipo tornillos rotatorios de alta eficiencia marca Gardner Denver de 150 hp, modelo ST 150 con un rango de presión de 100 – 150 psi y un rango de capacidad de 530 – 750 pies cúbico por minuto.



Imagen 35. Compresor de aire

4.1.3.2. Chiller.

Unidad generadora de agua helada marca York modelo YCLP12CA25 con capacidad de 10 toneladas de refrigeración, usada para llevar el agua refrigerada mediante un sistema de bombeo a las manejadoras de aire acondicionado para confort y a los equipos industriales que requieren enfriamiento por medio de un intercambiador de calor.



Imagen 36. Chiller.

4.1.3.3. Equipos de aire acondicionado.

Se cuenta con 26 equipos de aire acondicionado de la marca Carrier de diversos modelos y capacidades.



Imagen 37. Equipos de Aire Acondicionado.



Imagen 38. Equipos de Aire Acondicionado.

4.1.4. Consideraciones normativas de cálculo eléctrico.

El artículo 460 de la NOM-001-SEDE-2012, establece los requerimientos normativos de las instalaciones eléctricas para la conexión de los capacitores.

ARTICULO 460

CAPACITORES

460-1. Alcance. Este Artículo trata sobre la instalación de capacitores en los circuitos eléctricos.

A. De 600 volts y menos

460-8. Conductores.

a) Ampacidad. La ampacidad de los conductores de un circuito de capacitores no debe ser menor al 135 por ciento de la corriente nominal del capacitor. La ampacidad de los conductores que conectan un capacitor con las terminales de un motor o con los conductores de un circuito de motores no debe ser menor a 1/3 de la ampacidad

de los conductores del circuito del motor y en ningún caso menor al 135 por ciento de la corriente nominal del capacitor.

b) Protección contra sobrecorriente. En cada conductor de fase de cada banco de capacitores se debe instalar un dispositivo de protección contra sobrecorriente. La corriente nominal o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente debe ser lo más baja que sea posible.

Excepción: No se exigirá un dispositivo de protección contra sobrecorriente separado para un capacitor conectado en el lado de carga del dispositivo de protección contra sobrecarga del motor.

c) Medios de desconexión. En cada conductor de fase de cada banco de capacitores se debe instalar un medio de desconexión que debe cumplir los siguientes requisitos:

(1) El medio de desconexión debe abrir simultáneamente todos los conductores de fase.

(2) Se permitirá que el medio de desconexión desconecte el capacitor de la línea como un procedimiento habitual de funcionamiento.

(3) La corriente nominal del medio de desconexión no debe ser menor al 135 por ciento de la corriente nominal del capacitor.

Excepción: No se exigirá un medio de desconexión separado para un capacitor conectado en el lado de carga de un controlador de motor.

460-9. Valor nominal o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecarga del motor. Cuando una instalación de motores incluya un capacitor conectado en el lado de la carga del dispositivo de protección contra sobrecarga del motor, el valor nominal o ajuste de dicho dispositivo se debe basar en el factor de potencia mejorado del circuito del motor.

Para determinar el valor nominal del conductor del circuito del motor, de acuerdo con 430-22, se debe despreciar el efecto del capacitor.

460-10. Puesta a tierra. Las cajas o envoltentes de los capacitores se deben conectar al conductor de puesta a tierra de equipos.

4.1.5. Determinación de tipo de bancos de capacitores.

4.1.5.1. Bancos de capacitores individuales.

Por las características de dimensión de los equipos de aire acondicionado, se determinó seleccionar capacitores individuales que pudieran ser conectados a los bornes secundarios de los contactores que operan los motores de los compresores.

Se determinó que los capacitores de la marca WEG, se adecuaban a las condiciones de espacios interiores donde se ubican los controladores de los equipos de aire acondicionado.



Imagen 39. Capacitor trifásico marca WEG

Los capacitores de la marca WEG cuenta entre sus características más importantes con la de una pérdida de energía en el dieléctrico menor a 0.2 W/kVAR y una propiedad autorregenerativa en caso de falla por cortocircuito. Además tiene un dispositivo de seguridad en la tapa metálica superior que protege al capacitor contra sobrepresión para evitar derrames de dieléctrico en los equipos que se encuentren a su alrededor.

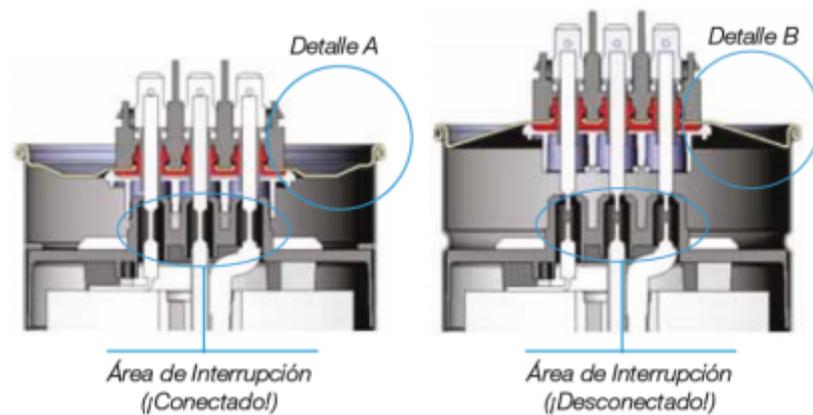


Imagen 40. Dispositivo de seguridad en tapa metálica.

El catálogo de WEG, ofrece modelos monofásicos y trifásicos en diferentes tensiones eléctricas de alimentación y su montaje es por medio de un tornillo de 12 milímetros en la tapa inferior, lo que lo hace de fácil adaptación para este proyecto.

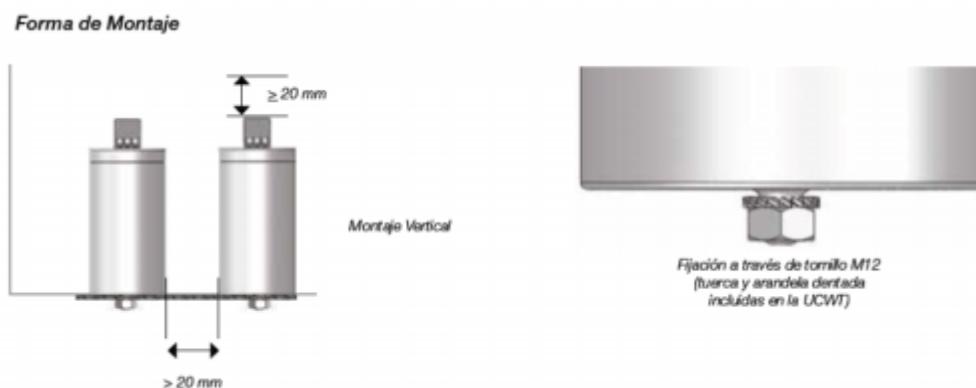


Imagen 41. Montaje de capacitor.

La oferta de capacitores trifásicos WEG para una tensión eléctrica de línea de 220 Volts, se muestra a continuación:

Condensadores Trifásicos - UCWT (W)										
Tensión (V)	50 Hz		60 Hz		Capacitancia (µF)	Capacitancia (µF) (Conexión Δ)	Serie	Referencia	Dimensiones BxH (mm)	Peso (kg)
	Potencia Reactiva (kVar)	Corriente Nominal In (A)	Potencia Reactiva (kVar)	Potencia Nominal In (A)						
220	0,42	1,1	0,50	1,3	9,1	9,1 x 3	D	UCWT0,5V25 L10	60 x 156	0,54
	0,63	1,6	0,75	2,0	13,7	13,7 x 3	D	UCWT0,75V25 L10	60 x 156	0,54
	0,83	2,2	1,00	2,6	18,3	18,3 x 3	D	UCWT1,0V25 L10	60 x 156	0,54
	1,25	3,3	1,50	3,9	27,4	27,4 x 3	D	UCWT1,5V25 L10	60 x 156	0,54
	1,67	4,4	2,00	5,2	36,6	36,6 x 3	D	UCWT2,0V25 L10	60 x 156	0,54
	2,08	5,5	2,50	6,6	45,7	45,7 x 3	D	UCWT2,5V25 L16	60 x 211	0,69
	2,50	6,6	3,00	7,9	54,8	54,8 x 3	D	UCWT3,0V25 L16	60 x 211	0,69
	4,17	10,9	5,00	13,1	91,4	91,4 x 3	E	UCWT5,0V25 N20	75 x 221,5	1,37
	6,25	16,4	7,50	19,7	137,1	137,1 x 3	E	UCWT7,5V25 N22	75 x 281,5	1,75
	8,33	21,9	10,00	26,2	182,8	182,8 x 3	E	UCWT10,0V25 N22	75 x 281,5	1,75
	9,53	21,9	10,00	26,2	182,7	182,7 x 3	F	UCTW10V25 Q26	100 x 230	2,17
	10,42	27,3	12,50	32,8	228,5	228,3 x 3	E	UCWT12,5V25 Q24	85 x 355	2,00
	10,42	27,3	12,50	32,8	228,4	228,4 x 3	F	UCTW12,5V25 Q26	100 x 230	2,17
	12,50	32,8	15,00	39,4	274,2	274 x 3	E	UCWT15V25 Q24	85 x 355	2,00
12,50	32,8	15,00	39,4	274	274 x 3	F	UCTW15V25V Q26	116 x 230	2,69	

Tabla 3. Catálogo de capacitores trifásicos WEG para 220 V.

La oferta de capacitores trifásicos WEG para una tensión eléctrica de línea de 480 Volts, se muestra a continuación:

Condensadores Trifásicos - UCWT 10x15										
Tensión (V)	50 Hz		60 Hz		Capacitancia (µF)	Capacitancia (µF) (Conexión Δ)	Serie K	Referencia	Dimensiones ØxH (mm)	Peso (kg)
	Potencia Reactiva (kVAR)	Corriente Nominal In (A)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Nominal In (A)						
480	0.42	0,5	0,50	0,6	1,9	1,9 x 3	D	UCWT0,5V53 L10	63 x 156	0,53
	0.50	0,6	0,60	0,7	2,3	2,3 x 3	D	UCWT0,5V52 L10	63 x 156	0,49
	0.63	0,8	0,75	0,9	2,9	2,9 x 3	D	UCWT0,75V53 L10	63 x 156	0,53
	0.75	0,9	0,90	1,1	3,5	3,5 x 3	D	UCWT0,75V52 L10	63 x 156	0,51
	0.83	1,0	1,00	1,2	3,8	3,8 x 3	D	UCWT1V53 L10	63 x 156	0,53
	1.25	1,5	1,50	1,8	5,6	5,6 x 3	D	UCWT1,5V53 L10	63 x 156	0,53
	1.50	1,8	1,80	2,2	6,9	6,9 x 3	D	UCWT1,5V52 L10	63 x 156	0,54
	1.67	2,0	2,00	2,4	7,7	7,7 x 3	D	UCWT2V53 L10	63 x 156	0,53
	2.00	2,4	2,40	2,9	9,2	9,2 x 3	D	UCWT2V52 L10	63 x 156	0,54
	2.08	2,5	2,50	3,0	9,6	9,6 x 3	D	UCWT2,5V53 L10	63 x 156	0,53
	2.50	3,0	3,00	3,6	11,3	11,3 x 3	D	UCWT2,5V52 L10	63 x 156	0,58
	3.00	3,6	3,60	4,3	13,8	13,8 x 3	D	UCWT3V52 L10	63 x 156	0,54
	4.17	5,0	5,00	6,0	19,2	19,2 x 3	D	UCWT5V53 L16	63 x 211	0,69
	5.00	6,0	6,00	7,2	28,0	28,0 x 3	D	UCWT5V52 L16	63 x 211	0,77
	6.25	7,5	7,50	9,0	28,3	28,3 x 3	E	UCWT7,5V53 N20	75 x 221,5	1,33
	7.50	9,0	9,00	10,8	34,3	34,3 x 3	E	UCWT7,5V52 N20	75 x 221,5	1,33
	8.33	10,0	10,00	12,0	38,4	38,4 x 3	E	UCWT10V53 N20	75 x 221,5	1,39
	10.00	12,0	12,00	14,4	46,1	46,1 x 3	F	UCWT10V52 N22	75 x 281,5	1,38
	10.42	12,5	12,50	15,0	48,0	48,0 x 3	E	UCWT12,5V53 N22	75 x 281,5	1,73
	12.50	15,0	15,00	18,0	57,3	57,3 x 3	E	UCWT12,5V52 N22	75 x 281,5	1,73
	12.50	15,0	15,00	18,0	57,3	57,3 x 3	F	UCWT15V53 Q26	100 x 230	2,17
	14.58	17,5	17,50	21,0	67,2	67,2 x 3	E	UCWT17,5V53 Q24	85 x 355	2,00
	14.58	17,5	17,50	21,0	67,2	67,2 x 3	F	UCWT17,5V52 Q26	100 x 230	2,18
	15.00	18,0	18,00	21,7	69,1	69,1 x 3	E	UCWT15V52 Q24	85 x 281,5	2,00
	15.00	18,0	18,00	21,7	69,1	69,1 x 3	F	UCWT15V52 Q26	100 x 230	2,18
	16.67	20,0	20,00	24,1	76,3	76,3 x 3	E	UCWT20V53 Q24	85 x 355	2,00
	16.67	20,0	20,00	24,1	76,3	76,3 x 3	F	UCWT20V53 Q26	100 x 230	2,18
	17.50	21,0	21,00	25,3	80,3	80,3 x 3	F	UCWT17,5V52 Q26	100 x 230	2,32
16.75	22,5	22,50	27,1	86,4	86,3 x 3	E	UCWT22,5V53 Q24	85 x 355	2,00	
16.75	22,5	22,50	27,1	86,3	86,3 x 3	F	UCWT22,5V53 S2E	118 x 230	2,69	
20.00	24,1	24,00	28,9	92,1	92,1 x 3	F	UCWT20V52 S2E	118 x 230	2,70	
20.83	25,1	25,00	30,1	96,0	96,3 x 3	E	UCWT25V53 Q24	85 x 355	2,00	
20.83	25,1	25,00	30,1	95,0	95,3 x 3	F	UCWT25V53 S2E	118 x 230	2,70	
22.50	27,1	-	-	103,8	103,8 x 3	F	UCWT22,5V52 S2E	118 x 230	2,70	
25.00	31,1	-	-	115,1	115,1 x 3	F	UCWT25V53 S2E	118 x 230	2,71	

Tabla 4. Catálogo de capacitores trifásicos WEG para 480 V.

El hecho de que los compresores de los equipos de aire acondicionado trabajen de forma alternada pero con valores constante de demanda de potencia, permite calcular capacitores a la medida con el fin de tener un alto factor de potencia en su operación.

Otra ventaja es la de su poca inercia, por lo que al parar los compresores, la carga de presión del gas hacen que paren casi instantáneamente.

El tener la protección de sobrecarga integrada al conjunto motor-compresor, facilita instalar capacitores trifásicos integrados entre el contactor y el conjunto motor-compresor.

4.1.5.2. Bancos de capacitores automáticos.

Se determina seleccionar bancos de capacitores automáticos de la marca Schneider Electric, la cual cuenta con la siguiente variedad para 480 V:

Bancos automáticos Secomat²

Tensión de operación (V)	KVAR	Interruptor (*)	Catálogo con interruptor	Catálogo con zapatas	Tamaño de gabinete	Pasos eléctricos	KVAR x paso
480	30	LV429633	S2P-48-30-C	S2ZP-48-30-C	T2	3	10
	50	LV429630	S2P-48-50-C	S2ZP-48-50-C	T2	5	10
	70	LV430630	S2P-48-70-C	S2ZP-48-70-C	T2	7	10
	90	LV430630	S2P-48-90-C	S2ZP-48-90-C	T3	9	10
	110	LV431631	S2P-48-110-C	S2ZP-48-110-C	T3	11	10
	130	LV431630	S2P-48-130-C	S2ZP-48-130-C	T3	13	10
	150	LV431630	S2P-48-150-C	S2ZP-48-150-C	T3	15	10
	180	LV432633	S2P-48-180-C	S2ZP-48-180-C	T3	12	15
	210	LV432633	S2P-48-210-C	S2ZP-48-210-C	A1	14	15
	240	LV432633	S2P-48-240-C	S2ZP-48-240-C	A1	16	15
	270	LV432633	S2P-48-270-C	S2ZP-48-270-C	A1	18	15
	300	LV432633	S2P-48-300-C	S2ZP-48-300-C	A1	20	15
	350	LV432633	S2P-48-350-C	S2ZP-48-350-C	A1	22	15
	360	LV432633	S2P-48-360-C	S2ZP-48-360-C	A1	12	30
	390	3S233	S2P-48-390-C	S2ZP-48-390-C	A1	13	30
	420	3S233	S2P-48-420-C	S2ZP-48-420-C	A2	14	30
	450	3S233	S2P-48-450-C	S2ZP-48-450-C	A2	14	32.5
	487	3S233	S2P-48-487-C	S2ZP-48-487-C	A2	15	32.5
	520	3S243	S2P-48-520-C	S2ZP-48-520-C	A2	16	32.5
	552	3S243	S2P-48-552-C	S2ZP-48-552-C	A2	17	32.5
	585	3S243	S2P-48-585-C	S2ZP-48-585-C	A2	18	32.5
	617	3S253	S2P-48-617-C	S2ZP-48-617-C	A2	19	32.5
	690	3S253	S2P-48-690-C	S2ZP-48-690-C	A2	20	36
	715	3S253	S2P-48-715-C	S2ZP-48-715-C	A2	11	65
760	3S253	S2P-48-760-C	S2ZP-48-760-C	A2	12	65	

Tabla 5. Catálogo de bancos de capacitores automáticos.

4.2. Metodología Analítica.

De un análisis preliminar de las cargas y de un estudio minucioso de los capacitores para corrección de factor de potencia existentes en el mercado, se consideró que además de la corrección del factor de potencia con bancos automáticos, existía la posibilidad de instalar capacitores en los equipos con alto consumo, por lo que se determinó realizar una serie de combinaciones de ambos tipos de corrección, para encontrar el de mejores resultados técnicos y financieros.

El proceso para el cálculo de los bancos de capacitores a utilizar y su costo, se obtuvo aplicando la siguiente metodología:

- 1.- Determinar en diagrama unifilar la manera en que están conectadas las cargas.
- 2.- Determinar los equipos a los que se les podría instalar bancos de capacitores fijos.
- 3.- Obtener los diagramas de control y fuerza para determinar la ubicación y la distribución de los bancos de capacitores.
- 4.- Con las mediciones efectuadas con el analizador de redes, obtener la demanda de potencia reactiva individual y determinar los bancos necesarios de acuerdo a las condiciones de operación de los equipos.
- 5.- Determinar los equipos y materiales de protección y alimentación de los bancos de capacitores, que cumplan con la NOM-001-SEDE-2005.
- 6.- Obtener los costos de los bancos de capacitores, de los materiales para su alimentación, protección e instalación y los costos de mano de obra así como Indirectos de una empresa de instalaciones eléctricas.
7. Analizar el impacto de los bancos de capacitores en la corrección del factor de potencia.
8. Determinar diferentes alternativas de corrección de FP.

9.- Obtener los rendimientos financieros de las diferentes alternativas.

4.2.1. Diagrama Unifilar.

El diseño de ingeniería usa el dibujo como una forma de comunicar y documentar ideas.

Los dibujos de ingeniería, presentan información técnica que pueden servir a ingenieros, gerentes, proveedores, electromecánicos instaladores o reparadores.

Los dibujos de ingeniería son documentos cambiantes, a lo largo de la vida de una instalación, puede haber muchos cambios en el diseño por modificaciones y/o ampliaciones. Estos cambios se deben registrar, manteniendo estos actualizados.

Los planos eléctricos están compuestos principalmente de: Diagrama unifilar, cuadros de carga, simbología, vista de planta con la distribución de cargas y circuitos.

Aunque todos los componentes del plano son de importancia, el diagrama unifilar permite conocer fácilmente la manera en que la energía eléctrica es distribuida. Este debe contener:

- Fuentes de alimentación o puntos de conexión a la red.
- Generadores eléctricos (en su caso)
- Tamaño y tipo de todos los conductores, barras y líneas aéreas
- Tamaño de transformadores, voltajes y conexiones
- Dispositivos de protección (fusibles, relevadores, interruptores)
- Apartarrayos y bancos de capacitores
- Alimentadores y circuitos derivados de grandes cargas.
- Ampliaciones futuras.

Los beneficios de contar con un diagrama unifilar actualizado son los siguientes:

- La identificación clara y confiable de circuitos, permite en caso de accidentes o fallas, saber de manera rápida que circuitos accionar para aislar el problema sin afectar al resto del proceso.
- Es la base para cualquier estudio de ingeniería.
- Cuando sea necesario crecer, permite una mejor toma de decisiones, al conocer el impacto de las acciones hechas al resto del sistema.

El diagrama unifilar, es un dibujo técnico que muestra por medio de simples líneas y símbolos gráficos, el curso de un circuito eléctrico o un sistema de circuitos y los dispositivos o partes que lo componen.

Las siguientes Normas Oficiales Mexicanas, hacen referencia a la obligatoriedad de contar con diagramas unificables actualizados de las instalaciones eléctricas:

NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización).

215-5. Diagrama unifilar de alimentadores. Antes de la instalación de los circuitos alimentadores debe de elaborarse un diagrama unifilar que muestre los detalles de dichos circuitos. Este diagrama unifilar debe mostrar la superficie en metros cuadrados del edificio u otra estructura alimentada por cada alimentador; la carga total conectada antes de aplicar los factores de demanda; los factores de demanda aplicados; la carga calculada después de aplicar los factores de demanda; el tipo, tamaño nominal y longitud de los conductores utilizados y la caída de tensión de cada circuito derivado y circuito alimentador.

Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización).

6. Aspectos técnicos específicos del proyecto a verificar.

6.2. Para instalaciones eléctricas con carga instalada igual o mayor a 100 kW

Como requisito mínimo para llevar a cabo la verificación, el solicitante de la verificación debe entregar a la UV el Proyecto Eléctrico, el cual debe contener la información que permita determinar el grado de cumplimiento con las disposiciones indicadas en la NOM, conforme a lo siguiente:

I. Diagrama unifilar, el cual debe contener:

I.1 Características de la acometida.

I.2 Características de la subestación.

I.3 Características de los alimentadores hasta los centros de carga, tableros de fuerza, alumbrado, entre otros, indicando en cada caso el tamaño (calibre) de los conductores (conductores activos, neutro y de puesta a tierra), la longitud y la corriente demandada en amperes.

I.4 Tipo de los dispositivos de interrupción, capacidad interruptiva e intervalo de ajuste de cada una de las protecciones de los alimentadores.

NOM-029 STPS-2005, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad.

5. Obligaciones del patrón

5.2 Contar con el diagrama unifilar de la instalación eléctrica del centro de trabajo actualizado y con el cuadro general de cargas instaladas y por circuito derivado, con el fin de que una copia se encuentre disponible para el personal que realice el mantenimiento a dichas instalaciones.

Ante la falta del diagrama unifilar en Valeo, se elaboró uno a nivel de alimentadores y que permitiera determinar las mediciones necesarias para tener un diagnóstico preliminar.

Las instalaciones eléctricas de Valeo, se compone de dos subestaciones eléctricas de 1500 kVA cada una, alimentadas en el lado primario con un voltaje de línea de 13 200 volts y con un voltaje en el secundario de 460 volts. La subestación 1, alimenta a dos tableros de distribución, denominados Tablero de distribución A y Tablero de distribución B. La subestación 1, fue la primera en operar y cuenta con la mayor carga del sistema.

La subestación 2 es reciente y alimenta a un área de reciente creación por medio del Tablero de Distribución C.

El dibujo a continuación, muestra el diagrama unifilar actual, incluyendo únicamente los alimentadores principales, esto es, los que alimentan a los Tableros de Distribución. Un diagrama unifilar completo (que incluyera los alimentadores secundarios), hubiera requerido un tiempo considerable, debido a que se cuenta con 8 electroductos, 12 transformadores tipo seco que bajan los 460 volts de la red a 220 volts y alrededor de 40 centros de carga.

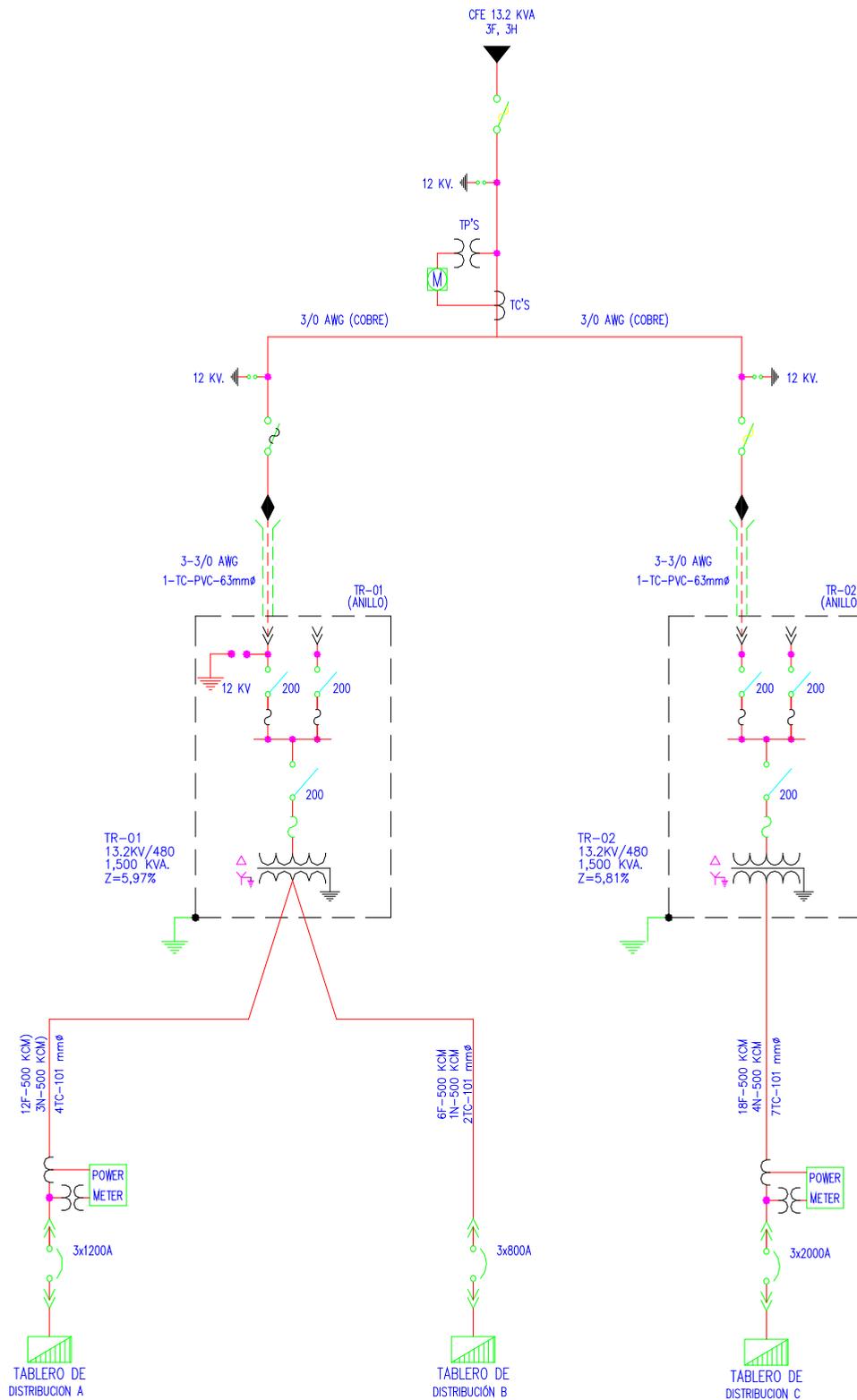


Imagen 42. Diagrama unifilar eléctrico.

4.2.2. Selección de equipos para corrección del FP.

Los equipos a los cuales se les podría instalar bancos de capacitores para elevar su bajo factor de potencia, se enlistan a continuación, con sus especificaciones.

EQUIPO	CAPACIDAD	MARCA	MODELO
AA Finanzas	8.3 TR	Carrier	50TFF012---611--
AA Compras	8.3 TR	Carrier	50TFF012---611--
AA Laboratorio A	10 TR	Carrier	38AKS012---601--
AA Torque y sensores	30 TR	Carrier	38APD03064A10020
AA Baños y oficinas producción	20 TR	Carrier	XXXX 8024---510--
AA Lasser	20 TR	Carrier	38AUZA25A0A6A0A0A0
AA Embarques	20 TR	Carrier	38AKS024---600--
AA Switches MTA	25 TR	Carrier	50TC-D28ABA6A0A0A0
AA Fontane	25 TR	Carrier	50TC-D28ABA6A0A0A0
AA Comedor	20 TR	Carrier	50TC-D24A1G6A0A0A0
AA SMT-1	25 TR	Carrier	50TC-D28ABA6A0A0A0
AA Pintura	20 TR	Carrier	50TC-D24A1G6A0A0A0
AA IBCM	30 TR	Carrier	38AKS034---600--
AA Membrana	20 TR	Carrier	38AKS024---600--
AA Sensores Fomi	25 TR	Carrier	50TJ-028 61769
AA Sensores VW	25 TR	Carrier	50TC-D28-----6A1YA
AA SMT-2 (1 compresor fuera)	25 TR	Carrier	50TC-D28ABA6A0A0A0
AA Pintura	30 TR	Carrier	38AKS034---600--
AA Radar	25 TR	Carrier	50TC-D28ABA6A0A0A0
AA Laboratorio Metrología	20 TR	Carrier	38AKS024---600--
AA No. 5 Pasillo Central	30 TR	Carrier	38AKS034---600--
AA IKT	30 TR	Carrier	38AKS034---600--
AA No. 2 Pasillo Central	30 TR	Carrier	38AKS034---600--
AA Control Panel	30 TR	Carrier	38AKS034---600--
Compresor	150 CP	Gardner Denver	ST-150
Chiller	10 TR	York	YC1P12CA25E

Tabla 6. Modelos de equipos de AA.

De las mediciones efectuadas con el Fluke 434 a los equipos de aire acondicionado, chiller y compresor (ver tabla 2), se puede observar que el factor de potencia de

estos van desde 0.72 hasta 0.89. Se puede observar también en la tabla, que los equipos de más alto factor de potencia, son los de los equipos de aire acondicionado más pequeños. Por lo que se concluyó, que instalando capacitores a estos equipos, el impacto en el factor de potencia general sería determinante.

4.2.3. Obtención de diagramas de control y fuerza.

Los equipos de aire acondicionado existentes en Valeo, algunos tienen un solo compresor y otros dos. En el proceso de refrigeración, la operación de uno o dos compresores depende de la temperatura de confort deseada y en consecuencia del requerimiento de transferencia de calor.

Los equipos de un solo compresor, son controlados a través de un solo contactor que comanda la energización y desenergización del motor del compresor (ver figura siguiente)

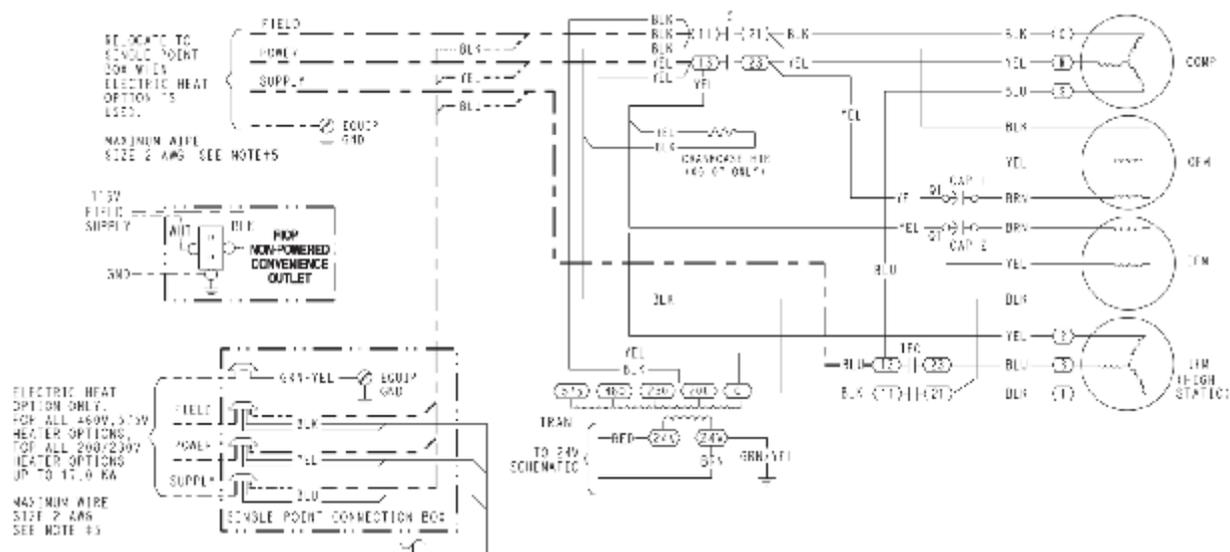


Imagen 43. Diagrama eléctrico típico de A.A. de un compresor.

Los equipos de aire acondicionado de más de un compresor, cuentan con un contactor por cada motor de compresor, el cual es comandado por un circuito de control electrónico que manda energizar la bobina de los contactores de acuerdo a la necesidad de transferencia de calor (ver figura siguiente).

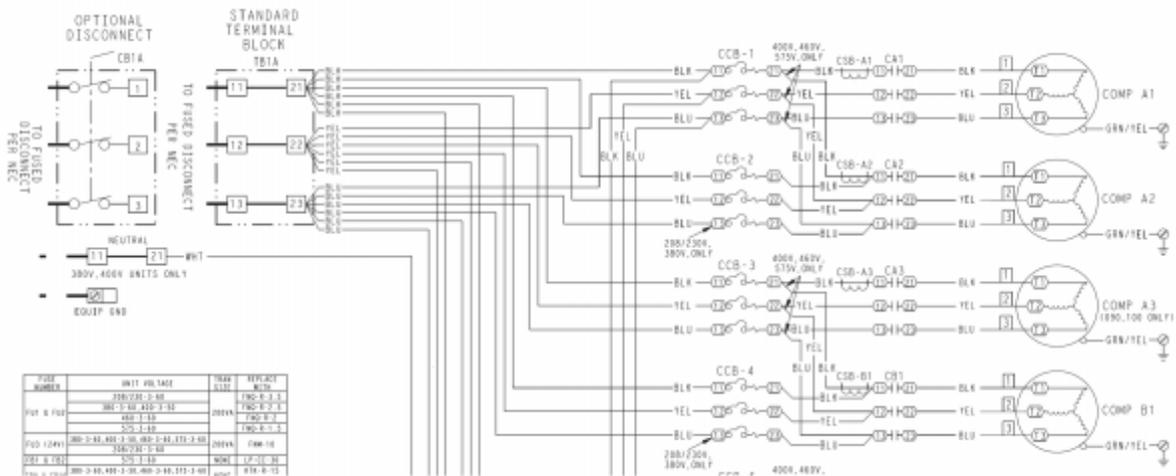


Imagen 44. Diagrama eléctrico típico de A.A. de más de un compresor.

Dentro del gabinete de fuerza y control de los equipos de aire acondicionado, existe suficiente espacio para el montaje de los capacitores requeridos.

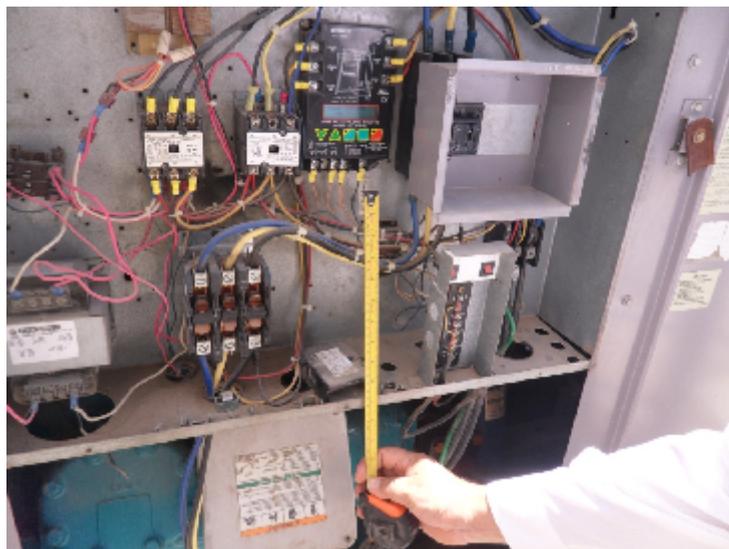


Imagen 45. Gabinete de fuerza y control de A.A.

4.2.4. Obtención de demanda de potencia reactiva individual y grupal.

En los equipos de un solo compresor, calcular un capacitor para sus necesidades de reactivos depende únicamente de las mediciones efectuadas con el Fluke 434. Pero para los equipos de dos compresores, además de las mediciones del Fluke 434, fue necesario obtener los datos de placa, encontrando que solo algunos de ellos tenían dos compresores similares.

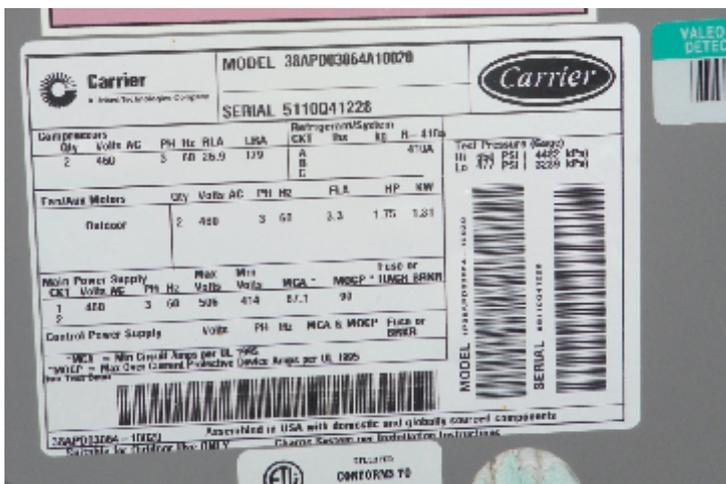


Imagen 46. Datos de placa de A.A. de 2 compresores iguales.



Imagen 47. Datos de placa de A.A. de dos compresores diferentes.

La tabla a continuación, muestra las corrientes de placa de cada compresor.

EQUIPO	CAPACIDAD	AMPERES	
		COMP. 1	COMP. 2
AA Finanzas	8.3 TR	7.9	7.1
AA Compras	8.3 TR	7.9	7.1
AA Laboratorio A	10 TR	19.9	
AA Torque y sensores	30 TR	26.9	26.9
AA Baños y oficinas produccion	20 TR	67.9	
AA Lasser	20 TR	16.7	16.7
AA Embarques	20 TR	34.7	
AA Switches MTA	25 TR	18.6	18.6
AA Fontane	25 TR	18.6	18.6
AA Comedor	20 TR	18.6	14.7
AA SMT-1	25 TR	18.6	18.6
AA Pintura	20 TR	18.6	14.7
AA IBCM	30 TR	50	
AA Membrana	20 TR	22.1	15.7
AA Sensores Fomi	25 TR	21.8	17.2
AA Sensores VW	25 TR	22	17.2
AA SMT-2 (1 compresor fuera)	25 TR	18.6	18.6
AA Pintura	30 TR	50	
AA Radar	25 TR	18.6	18.6
AA Pasillo Central	30 TR	50	
AA No. 5 Pasillo Central	30 TR	50	
AA Pasillo Central	30 TR	50	
AA IKT	30 TR	50	
AA No. 2 Pasillo Central	30 TR	50	
AA Control Panel	30 TR	50	

Tabla 7. Datos de corriente de compresores de AA.

De la tabla 2, se tomaron los valores totales de kVAR de cada equipo, seleccionando capacitores con valores de kVAR menores a los medidos. Para el caso de equipos de aire acondicionado con dos compresores, los kVAR capacitivos requeridos se dividieron de acuerdo a los datos de consumo de corriente eléctrica de cada motor de compresor, seleccionando las siguientes capacidades.

EQUIPO	kVAR				FP	Amperes		Capacitores (kVAR)	Capacitores Totales kVAR
	A	B	C	Total		C1	C2		
AA Finanzas	2.33	1.41	2.92	6.66	0.86	7.9	7.1	2-2.5	5
AA Compras	3	1.3	1	5.29	0.89	7.9	7.1	2-2.5	5
AA Laboratorio A	1.69	1.63	2.29	5.62	0.82	19.9		1 - 5	5
AA Torque y sensores	11.56	8.06	11.57	31.19	0.76	26.9	26.9	2-12.5	25
AA Baños y oficinas produccion	4.6	3.9	2.6	11.1	0.86	67.9		1-10	10
AA Lasser	4.6	6.1	5.1	15.8	0.81	16.7	16.7	2-6	12
AA Embarques	6.9	5.7	5.2	17.8	0.84	34.7		1-15	15
AA Switches MTA	7.4	6.0	5.3	18.7	0.84	18.6	18.6	2-7.5	15
AA Fontane	2.5	4.6	3.3	10.4	0.83	18.6	18.6	2-7.5	15
AA Comedor	5.5	4.2	5.4	15.1	0.78	18.6	14.7	1-7.5, 1-6	13
AA SMT-1	5.7	6.7	5	17.4	0.83	18.6	18.6	2-7.5	15
AA Pintura	5.2	5.6	5.3	16.2	0.83	18.6	14.7	1-7.5, 1-6	13.5
AA IBCM	8.6	9.6	8.5	26.7	0.80	50		1-22.5	22.5
AA Membrana	1.9	4.4	4.1	10.3	0.77	22.1	15.7	1-5, 1-3.6	8.6
AA Sensores Fomi	6.6	8.7	7.4	22.7	0.78	21.8	17.2	1-12, 1-9	21
AA Sensores VW	7.8	9.2	8.3	25.3	0.77	22	17.2	1-12, 1-10	22
AA SMT-2 (1 compresor fuera)	4.0	3.9	3.3	11.2	0.84	18.6	18.6	2-7.5	15
AA Pintura	5.3	6.7	7.4	19.4	0.86	50		1-22.5	22.5
AA Radar	5.6	5.9	5	16.5	0.82	18.6	18.6	2-7.5	15
AA Laboratorio Metrología	5.2	6.4	5.9	17.4	0.78	18.6	14.7	1-7.5, 1-6	13.5
AA No. 5 Pasillo Central	9	11	9.6	29.6	0.75	50		1-22.5	22.5
AA IKT	11.6	13.7	12.3	37.5	0.74	50		1-22.5	22.5
AA No. 2 Pasillo Central	10.4	13.2	11.4	35	0.72	50		1-22.5	22.5
AA Control Panel	8.7	11.6	10	30.3	0.73	50		1-22.5	22.5
Compresor	20	25.7	25.3	71.1	0.84	173		1-60	60
Chiller	4.6	3.8	2.6	11.1	0.86			1-10	10

Tabla 8. Potencia Reactiva Capacitiva requerida por equipo.

Una vez instalados los capacitores en cada equipo, El Factor de Potencia individual en el circuito derivado que alimenta a cada uno de ellos, será el siguiente:

EQUIPO	(P) kW Total	(Q _L) kVAR Total	(FP _A) FP	(Q _C) Total de capacitores	(FP _C) FP Corregido
AA Finanzas	11.56	6.66	0.86	5	98.99%
AA Compras	11.01	5.29	0.89	5	99.97%
AA Laboratorio A	8.06	5.62	0.82	5	99.70%
AA Torque y sensores	36.67	31.19	0.76	25	98.61%
AA Baños y oficinas produccion	19	11.1	0.86	10	99.83%
AA Lasser	22.3	15.8	0.81	12	98.58%
AA Embarques	27.3	17.8	0.84	15	99.48%
AA Switches MTA	29.8	18.7	0.84	15	99.24%
AA Fontane	15.7	10.4	0.83	15	98.34%
AA Comedor	18.9	15.1	0.78	13.5	99.64%
AA SMT-1	26.4	17.4	0.83	15	99.59%
AA Pintura	24.5	16.2	0.83	13.5	99.40%
AA IBCM	35.7	26.7	0.80	22.5	99.32%
AA Membrana	12.8	10.3	0.77	8.6	99.13%
AA Sensores Fomi	28.6	22.7	0.78	21	99.82%
AA Sensores VW	30.2	25.3	0.77	22	99.41%
AA SMT-2 (1 compresor fuera)	17.3	11.2	0.84	15	97.79%
AA Pintura	32.4	19.4	0.86	22.5	99.55%
AA Radar	24.0	16.5	0.82	15	99.81%
AA Laboratorio Metrología	21.9	17.4	0.78	15	99.40%
AA No. 5 Pasillo Central	36.8	29.6	0.75	22.5	98.19%
AA IKT	40.8	37.5	0.74	22.5	93.86%
AA No. 2 Pasillo Central	36.8	35	0.72	22.5	94.69%
AA Control Panel	35.3	30.3	0.73	22.5	97.64%
Compresor	112.6	71.1	0.84	60	99.52%
Chiller	18.9	11.1	0.86	10	99.83%

Tabla 9. Factor de Potencia corregido en cada equipo.

El factor de potencia corregido se obtuvo de la siguiente fórmula:

$$FP_C = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{Q_L - Q_C}{P} \right) \right]$$

4.2.5. Selección de equipos y materiales de protección.

4.2.5.1. Bancos de capacitores individuales.

De conformidad con el artículo 460 de la NOM-001-SEDE-2005, los capacitores que no estén conectados en el lado de carga del dispositivo de protección contra sobrecarga del motor, deben tener una protección contra sobrecorriente lo más baja posible y los conductores deben tener una ampacidad no menor al 135% de la corriente nominal del capacitor.

El conductor mínimo requerido por la NOM-001-SEDE-2005 (sección 210-19 c) es el calibre 14 AWG (2.08 mm²) con una capacidad de conducción de corriente de 15 A, por lo que se selecciona este, cuando la corriente del capacitor sea menor igual a:

$$I_c = \frac{15 \text{ A}}{1.35} = 11.11 \text{ A}$$

El calibre 12 AWG (3.31 mm²) tiene una capacidad de conducción de corriente de 20 A, por lo que se selecciona este cuando la corriente del capacitor sea menor igual a:

$$I_c = \frac{20 \text{ A}}{1.35} = 14.81 \text{ A}$$

El calibre 10 AWG (5.26 mm²) tiene una capacidad de conducción de corriente de 30 A, por lo que se selecciona este cuando la corriente del capacitor sea menor igual a:

$$I_c = \frac{30 \text{ A}}{1.35} = 22.22 \text{ A}$$

El calibre 8 AWG (8.37 mm²) tiene una capacidad de conducción de corriente de 40 A, por lo que se selecciona este cuando la corriente del capacitor sea menor igual a:

$$I_c = \frac{40 \text{ A}}{1.35} = 29.63 \text{ A}$$

Todos los conductores serán con aislamiento tipo THW.

Los interruptores serán termomagnéticos trifásicos para montaje en riel din, de la marca Schneider Electric para 480 V, los cuales se encuentran en capacidades de corriente de 10, 16, 20, 25 y 32 Amperes.

Tabla de selección de interruptores NG125N					
	Número de polos	Corriente nominal [A]	Número de referencia		
			Curva B	Curva C	Curva D
 <p>3 Ancho en pasos de 9 mm : 9</p>		10		18622	
		16		18623	
		20		18634	
		25		18635	
		32		18636	
		40		18637	
		50		18638	
		63		18639	
		80	18603	18640	18609
		100	18664	18642	18670
		125	18665	18644	18671
		160*		28620	

Tabla 10. Catálogo de Interruptores para capacitores individuales.

Los conductores e interruptores seleccionados, se muestran en la tabla a continuación:

EQUIPO	Capacitores (kVAR)	MODELO CAPACITOR		CORRIENTE NOMINAL DEL CAPACITOR (A)	CONDUCTOR CALIBRE (AWG)	INTERRUPTOR	
		CAPACITOR 1	CAPACITOR 2			CANTIDAD	AMPERES
AA Finanzas	2-2.5	UCWT2,5V53 L10	UCWT2,5V53 L10	3	14	2	10
AA Compras	2-2.5	UCWT2,5V53 L10	UCWT2,5V53 L10	3	14	2	10
AA Laboratorio A	1 – 5	UCWT5V53 L16		6	14	1	10
AA Torque y sensores	2-12.5	UCWT12, 5V53 N22	UCWT12, 5V53 N22	15	12	2	20
AA Baños y oficinas producción	1-10	UCWT10V25 Q26		26.2	8	1	32
AA Lasser	2-6	UCWT5V52 L16	UCWT5V52 L16	7.2	14	2	10
AA Embarques	1-15	UCWT15V53 Q26		18	10	1	20
AA Switches MTA	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	UCWT7, 5V53 N20	9	14	2	10
AA Fontane	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	UCWT7, 5V53 N20	9	14	2	10
AA Comedor	1-7.5, 1-6	UCWT7, 5V53 N20	UCWT5V52 L16	9 7.2	14	2	10
AA SMT-1	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	UCWT7, 5V53 N20	9	14	2	10
AA Pintura	1-7.5, 1-6	UCWT7, 5V53 N20	UCWT5V52 L16	9 7.2	14	2	10
AA IBCM	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24		27.1	8	1	32
AA Membrana	1-5, 1-3.6	UCWT5V53 L16	UCWT3V52 L16	6 4.3	14	2	10

AA Sensores Fomi	1-12, 1-9	UCWT10V52 N22	UCWT7, 5V52 N20	14.4	10.8	12, 14	2	16
AA Sensores VW	1-12, 1-10	UCWT10V52 N22	UCWT10V53 N20	14.4	12	12	2	16
AA SMT-2 (1 compresor fuera)	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	UCWT7, 5V53 N20	9		14	2	10
AA Pintura	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24		27.1		8	1	32
AA Radar	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	UCWT7, 5V53 N20	9		14	2	10
AA Laboratorio Metrología	1-7.5, 1-6	UCWT7, 5V52 N20	UCWT5V52 L16	10.8	7.2	14	2	1-16, 1-10
AA No. 5 Pasillo Central	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24		27.1		8	1	32
AA IKT	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24		27.1		8	1	32
AA No. 2 Pasillo Central	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24		27.1		8	1	32
AA Control Panel	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24		27.1		8	1	32
Compresor	1x60							
Chiller	1-10	UCWT10V25 Q26		26.2		8	1	32

Tabla 11. Concentrado de cálculo de conductores e interruptores.

La corriente nominal de los capacitores, se obtuvo de la Tabla 5.

4.2.5.2. Bancos de capacitores automáticos.

Para valorar las diferentes opciones de corrección de factor de potencia, se cotizaron bancos de capacitores automáticos de la marca Schneider Electric para 480 V desde 30 hasta 520 kVAR.

La corriente nominal se calculó de la manera siguiente:

$$I_N = \frac{Q \times 1000}{\sqrt{3} \times E}$$

La corriente para el cálculo del conductor se calculó de la siguiente manera:

$$I_C = \frac{I_N}{1.35}$$

Los conductores fueron seleccionados de la Tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005.

Los diámetros de la tubería se seleccionaron de acuerdo a las Tablas 10-4 y 10-5 de la NOM-001-SEDE-2005.

A continuación se muestra el concentrado de los cálculos.

Q	E	I _N	I _C	E	F	G	H
BANCO DE CAPACITORES (KVAR)	TENSION (V)	CORRIENTE NOMINAL (AMPERES)	CORRIENTE P/ CALC. COND. (AMPERES)	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO (AMPERES)	CONDUCTOR SELECCIONADO	CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA (AWG)	DIAMETRO DE TUBERIA EN mm
30	480	36.13	48.77	40.00	6 AWG	10	27 (1")
50	480	60.21	81.29	70.00	2 AWG	8	35 (1-1/4")
70	480	84.30	113.80	100.00	1/0 AWG	6	41 (1-1/2")
90	480	108.38	146.32	125.00	1/0 AWG	6	41 (1-1/2")
110	480	132.47	178.83	150.00	3/0 AWG	6	53 (2")
130	480	156.55	211.34	175.00	4/0 AWG	6	63 (2-1/2")
150	480	180.64	243.86	200.00	250 KCM	6	63 (2-1/2")
180	480	216.76	292.63	225.00	350 KCM	4	63 (2-1/2")
240	480	289.02	390.17	300.00	2-3/0 AWG	2	2-53 (2")
270	480	325.14	438.95	350.00	2-4/0 AWG	2	2-63 (2-1/2")
300	480	361.27	487.72	400.00	2-250 KCM	2	2-63 (2-1/2")
330	480	397.40	536.49	400.00	2-350 KCM	2	2-63 (2-1/2")

Tabla 12. Concentrado de cálculo de conductores, interruptores y canalización.

4.2.6. Costos de bancos de capacitores.

4.2.6.1. Bancos de capacitores individuales.

Se efectuaron cotizaciones para obtener los costos de los capacitores, interruptores y conductores, sumándole al total de los costos de materiales y equipos un 50% por concepto de mano de obra, indirectos y utilidades.

En la tabla a continuación, se muestra en detalle los conceptos y su costo.

CAPACITOR			COSTO INTERRUPTOR	COSTO CONDUCTOR	SUBTOTAL	MANO DE O. E INDIRECTOS	PRECIO TOTAL
MODELO (WEG)	kVAR	COSTO					
UCWT2,5V53 L10	2.5	\$ 419.17	\$ 460.00	\$ 120.00	\$ 999.17	\$ 499.59	\$ 1 498.76
UCWT3V52 L10	3.6	\$ 500.00	\$ 460.00	\$ 120.00	\$ 1 080.00	\$ 540.00	\$ 1 620.00

UCWT5V53 L16	5	\$ 527.00	\$ 460.00	\$ 120.00	\$ 1 107.00	\$ 553.50	\$ 1 660.50
UCWT5V52 L16	6	\$ 623.40	\$ 460.00	\$ 120.00	\$ 1 203.40	\$ 601.70	\$ 1 805.10
UCWT7,5V53 N20	7.5	\$ 704.35	\$ 460.00	\$ 120.00	\$ 1 284.35	\$ 642.18	\$ 1 926.53
UCWT7,5V52 N20	9	\$ 760.00	\$ 520.00	\$ 140.00	\$ 1 420.00	\$ 710.00	\$ 2 130.00
UCTW10V25 Q26	10	\$ 1 040.00	\$ 440.00	\$ 160.00	\$ 1 640.00	\$ 820.00	\$ 2 460.00
UCWT10V53 N20	10	\$ 806.43	\$ 520.00	\$ 140.00	\$ 1 466.43	\$ 733.22	\$ 2 199.65
UCWT10V52 N22	12	\$ 870.00	\$ 520.00	\$ 140.00	\$ 1 530.00	\$ 765.00	\$ 2 295.00
UCWT12,5V53 N22	12.5	\$ 890.65	\$ 560.00	\$ 150.00	\$ 1 600.65	\$ 800.33	\$ 2 400.98
UCWT12,5V52 N22	15	\$ 992.73	\$ 560.00	\$ 150.00	\$ 1 702.73	\$ 851.37	\$ 2 554.10
UCWT22,5V53 S26	22.5	\$ 1 250.48	\$ 640.00	\$ 160.00	\$ 2 050.48	\$ 1 025.24	\$ 3 075.72

Tabla 13. Precio de bancos de capacitores individuales.

4.2.6.2. Bancos de capacitores automáticos.

Se efectuaron cotizaciones para obtener los costos de los capacitores, interruptores y conductores, sumándole al total de los costos de materiales y equipos un 50% por concepto de mano de obra, indirectos y utilidades.

En la tabla a continuación, se muestra en detalle los conceptos y su costo.

BANCO DE CAPACITORES		COSTO INTERRUPTOR	COSTO CONDUCTORES	COSTO TUBERIA Y CONEXIONES	SUBTOTAL	MANO DE O. E INDIRECTOS	PRECIO TOTAL
CAPACIDAD (KVAR)	COSTO						
30	\$ 22 350.00	\$ 3 600.00	\$ 1 700.00	\$ 1 500.00	\$ 29 150.00	\$ 14 575.00	\$ 43 725.00
50	\$ 38 420.00	\$ 3 600.00	\$ 2 400.00	\$ 1 500.00	\$ 45 920.00	\$ 22 960.00	\$ 68 880.00
70	\$ 41 608.35	\$ 3 600.00	\$ 5 500.00	\$ 1 500.00	\$ 52 208.35	\$ 26 104.18	\$ 78 312.53
90	\$ 52 447.50	\$ 5 064.93	\$ 6 800.00	\$ 1 500.00	\$ 65 812.43	\$ 32 906.22	\$ 98 718.65
110	\$ 62 601.00	\$ 8 800.00	\$ 10 400.00	\$ 2 200.00	\$ 84 001.00	\$ 42 000.50	\$126 001.50
130	\$ 72 727.20	\$ 8 800.00	\$ 14 500.00	\$ 3 000.00	\$ 99 027.20	\$ 49 513.60	\$148 540.80
150	\$ 84 200.00	\$ 9 300.00	\$ 16 200.00	\$ 3 000.00	\$ 112 700.00	\$ 56 350.00	\$169 050.00
180	\$ 91 908.00	\$ 10 200.00	\$ 17 000.00	\$ 3 000.00	\$ 122 108.00	\$ 61 054.00	\$183 162.00
240	\$ 118 400.00	\$ 27 098.99	\$ 21 400.00	\$ 4 300.00	\$ 171 198.99	\$ 85 599.50	\$256 798.49
270	\$ 129 600.00	\$ 27 098.99	\$ 22 800.00	\$ 6 000.00	\$ 185 498.99	\$ 92 749.50	\$278 248.49
300	\$ 140 844.57	\$ 27 098.99	\$ 24 800.00	\$ 6 000.00	\$ 198 743.56	\$ 99 371.78	\$298 115.34
330	\$ 170 531.52	\$ 27 098.99	\$ 34 100.00	\$ 6 000.00	\$ 237 730.51	\$118 865.26	\$356 595.77

Tabla 14. Precio de bancos de capacitores automáticos.

El precio de instalar bancos de capacitores en cada equipo por subestación eléctrica de acuerdo a la Tabla 11, se muestra en la siguiente Tabla.

EQUIPO	CAPACIDAD DE CAPACITORES	CAPACITOR 1		CAPACITOR 2		IMPORTE
		MODELO WEG	PRECIO UNITARIO	MODELO WEG	PRECIO UNITARIO	
SUBESTACION 1						\$ 70,097.05
TABLERO A						\$ 43,179.96
AA Finanzas	2-2.5	UCWT2,5V53 L10	\$ 1 498.76	UCWT2,5V53 L10	\$ 1 498.76	\$ 2,997.52
AA Compras	2-2.5	UCWT2,5V53 L10	\$ 1 498.76	UCWT2,5V53 L10	\$ 1 498.76	\$ 2,997.52
AA Laboratorio A	1 - 5.0	UCWT5V53 L16	\$ 1 660.50			\$ 1,660.50
AA Torque y sensores	2-12.5	UCWT12, 5V53 N22	\$ 2 400.98	UCWT12, 5V53 N22	\$ 2 400.98	\$ 4,801.96
AA Baños y oficinas produccion	1-10.0	UCWT10V25 Q26	\$ 2 460.00			\$ 2,460.00
AA Lasser	2-6.0	UCWT5V52 L16	\$ 1 805.10	UCWT5V52 L16	\$ 1 805.10	\$ 3,610.20
AA Embarques	1-15.0	UCWT15V53 Q26	\$ 2 554.10			\$ 2,554.10
AA Switches MTA	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	\$ 3,853.06
AA Fontane	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	\$ 3,853.06
AA Comedor	1-7.5, 1-6.0	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	UCWT5V52 L16	\$ 1 805.10	\$ 3,731.63
AA SMT-1	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	\$ 3,853.06
AA Pintura	1-7.5, 1-6.0	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	UCWT5V52 L16	\$ 1 805.10	\$ 3,731.63
AA IBCM	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24	\$ 3 075.72			\$ 3,075.72
TABLERO B						\$ 26,917.09
AA Membrana	1-5, 1-3.60	UCWT5V53 L16	\$ 1 660.50	UCWT3V52 L16	\$ 1 620.00	\$ 3,280.50
AA Sensores Fomi	1-12, 1-9	UCWT10V52 N22	\$ 2 295.00	UCWT7, 5V52 N20	\$ 2 130.00	\$ 4,425.00
AA Sensores VW	1-12, 1-10	UCWT10V52 N22	\$ 2 295.00	UCWT10V53 N20	\$ 2 199.65	\$ 4,494.65
AA SMT-2 (1 compresor fuera)	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	\$ 3,853.06
AA Pintura	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24	\$ 3 075.72			\$ 3,075.72
AA Radar	2-7.5	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	UCWT7, 5V53 N20	\$ 1 926.53	\$ 3,853.06
AA Laboratorio Metrología	1-9, 1-6	UCWT7, 5V52 N20	\$ 2 130.00	UCWT5V52 L16	\$ 1 805.10	\$ 3,935.10
SUBESTACIÓN 2						\$ 14,502.53
TABLERO C						\$ 14,502.53
AA No. 5 Pasillo Central	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24	\$ 3 075.72			\$ 3,075.72
AA IKT	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24	\$ 3 075.72			\$ 3,075.72
AA No. 2 Pasillo Central	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24	\$ 3 075.72			\$ 3,075.72
AA Control Panel	1-22.5	UCWT22, 5V53 Q24	\$ 3 075.72			\$ 3,075.72
Chiller	1-10.0	UCWT10V25 Q26	\$ 2 199.65			\$ 2,199.65

Tabla 15. Precio de bancos de capacitores fijos para cada subestación.

4.2.7. Análisis del impacto de los bancos de capacitores en la corrección del FP.

4.2.7.1. Impacto de la corrección de FP general.

De las mediciones efectuadas a los alimentadores (ver Tabla 2), se observó que de 1146.4 kW de demanda, 735.3 kW (64.14%) eran demandas de equipos de aire acondicionado, chiller y compresor.

De los recibos históricos de consumo de energía eléctrica, se observó que el menor valor de factor de potencia se presentaba en verano (Ver Tabla siguiente).

MES	DEMANDA				ENERGÍA				ENERGIA REACTIVA (KVAR-h)	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO
	Base (KW)	Intermedia (KW)	Punta (KW)	Facturada	Base (KW-h)	Intermedia (KW-h)	Punta (KW-h)	TOTAL (KW-h)		
jun-11	922	1 100	917	972	161 420	384 160	32 760	578 340	293 720	0.8916
jul-11	977	1 125	895	964	174 860	393 400	32 270	600 530	307 580	0.8900
ago-11	1 039	1 203	1 058	1 102	196 630	453 810	42 840	693 280	336 420	0.8997
sep-11	1 086	1 218	1 032	1 088	199 360	407 120	36 330	642 810	305 970	0.9029
oct-11	902	1 066	979	1 006	196 630	404 600	38 430	639 660	301 490	0.9033
nov-11	1 022	1 132	1 001	1 041	188 090	327 250	75 950	591 290	277 130	0.9055
dic-11	889	1 027	880	925	134 750	246 190	60 970	441 910	198 940	0.9119
ene-12	821	1 035	901	942	157 710	305 760	73 430	536 900	265 370	0.8965
feb-12	843	1 166	1 005	1 054	154 350	296 030	69 300	519 680	254 870	0.8978
mar-12	1 028	1 207	1 096	1 130	201 110	370 370	86 520	658 000	333 270	0.8921
abr-12	1 065	1 249	1 074	1 127	199 640	414 680	37 940	652 260	342 090	0.8856
may-12	1 258	1 503	1 250	1 326	240 380	487 550	45 360	773 290	407 540	0.8847
Promedio	988	1 169	1 007	1 056	183 744	374 243	52 675	610 663	302 033	0.8968

Tabla 16. Concentrado de datos de recibo de consumo de energía de C.F.E.

De acuerdo con los datos de los recibos de CFE y aplicando la metodología del Estandar 141.1993 del IEEE, se calculó la necesidad de la potencia reactiva capacitiva necesaria para obtener un factor de potencia del 99% en cada periodo mensual.

MES	DEMANDA FACTURABLE	ENERGÍA ACTIVA kW-H	ENERGIA REACTIVA kVAR-H	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	FACTOR DE POTENCIA AL 99%		
					FACTOR K	POTENCIA REACTIVA CALCULADA kVAR	BANCO NECESARIO kVAR
jun-11	972	578 340	293 720	89.16%	0.365	355.15	360
jul-11	964	600 530	307 580	89.00%	0.370	356.51	360
ago-11	1 102	693 280	336 420	89.97%	0.343	377.63	390
sep-11	1 088	642 810	305 970	90.29%	0.334	362.94	390
oct-11	1 006	639 660	301 490	90.33%	0.332	334.44	360
nov-11	1 041	591 290	277 130	90.55%	0.326	339.51	360
dic-11	925	441 910	198 940	91.19%	0.308	284.50	300
ene-12	942	536 900	265 370	89.65%	0.352	331.30	360
feb-12	1 054	519 680	254 870	89.78%	0.348	366.84	390
mar-12	1 130	658 000	333 270	89.21%	0.364	411.32	420
abr-12	1 127	652 260	342 090	88.56%	0.382	430.46	455
may-12	1 326	773 290	407 540	88.47%	0.384	509.74	520
Promedio	1 056	610 663		89.68%			520

Tabla 17. Cálculo de banco de capacitores para corregir el FP al 99%.

El Factor k de la Tabla 8-2 del Estándar 141.1993 del IEEE se obtiene de la siguiente fórmula:

$$Factor\ K = \tan(\cos^{-1}FP_A) - \tan(\cos^{-1}FP_D)$$

Donde:

FP_A = Factor de potencia actual

FP_D = Factor de potencia deseado (en este caso 0.9)

La potencia reactiva calculada se obtiene de:

$$Q_C = DF \times Factor\ K$$

Donde:

Q_C = Potencia reactiva capacitiva (en kVAR)

DF = Demanda Facturable (en kW)

La tabla 17 muestra que el periodo de máxima demanda de potencia reactiva se dio en el mes de mayo, por lo que ese sería la capacidad total de los bancos de capacitores automáticos necesarios.

Debido a que existen dos subestaciones eléctricas y a que la medición es general, de las mediciones realizadas a cada subestación con el Fluke 434 concentrada en la Tabla 2, se obtuvieron las demandas y el consumo de energía de cada una.

Por lo que se obtuvieron porcentajes de participación de cada subestación:

	kW	kVA	kVAR	FP
Alimentación General	1146.4	1263.9	520.0	
Subestación 1	915.6	987.4	368.8	0.93
	80%	78%	71%	
Subestación 2	230.8	276.5	151.2	0.83
	20%	22%	29%	

Tabla 18. Distribución de cargas en subestaciones.

Los kW representan la demanda facturable del recibo de CFE y las energías activas y reactivas son consecuencia directa de la demanda activa en kW y la demanda reactiva en kVAR, por lo que tanto para la demanda facturable como para la energía activa, se consideró una participación de la subestación 1 del 80% y del 20% para la subestación 2. Para la energía reactiva, se consideró una participación del 71% para la subestación 1 y 29% para la subestación 2.

Al aplicar estos porcentajes a los recibos de CFE, se tuvieron las siguientes participaciones de cada subestación en los diferentes periodos:

MES	DEMANDA				ENERGÍA				ENERGIA REACTIVA (kVAR-h)	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO
	Base (kW)	Intermedia (kW)	Punta (kW)	Demanda Facturable	Base (kW-h)	Intermedia (kW-h)	Punta (kW-h)	TOTAL (kW-h)		
jun-11	738	880	734	778	129 136	307 328	26 208	462 672	208 541	0.9117
jul-11	782	900	716	771	139 888	314 720	25 816	480 424	218 382	0.9104
ago-11	831	962	846	882	157 304	363 048	34 272	554 624	238 858	0.9184
sep-11	869	974	826	870	159 488	325 696	29 064	514 248	217 239	0.9212
oct-11	722	853	783	805	157 304	323 680	30 744	511 728	214 058	0.9225
nov-11	818	906	801	833	150 472	261 800	60 760	473 032	196 762	0.9233
dic-11	711	822	704	740	107 800	196 952	48 776	353 528	141 247	0.9286
ene-12	657	828	721	754	126 168	244 608	58 744	429 520	188 413	0.9158
feb-12	674	933	804	843	123 480	236 824	55 440	415 744	180 958	0.9169
mar-12	822	966	877	904	160 888	296 296	69 216	526 400	236 622	0.9121
abr-12	852	999	859	902	159 712	331 744	30 352	521 808	242 884	0.9066
may-12	1 006	1 202	1 000	1 061	192 304	390 040	36 288	618 632	289 353	0.9058
Promedio	790	935	806	845	146 995	299 395	42 140	488 530	214 443	0.9161

Tabla 19. Carga calculada de recibo de CFE de la Subestación 1.

MES	DEMANDA				ENERGÍA				ENERGIA REACTIVA (kVAR-h)	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO
	Base (kW)	Intermedia (kW)	Punta (kW)	Demanda Facturable	Base (kW-h)	Intermedia (kW-h)	Punta (kW-h)	TOTAL (kW-h)		
jun-11	184	220	183	194	32 284	76 832	6 552	115 668	85 179	0.8052
jul-11	195	225	179	193	34 972	78 680	6 454	120 106	89 198	0.8028
ago-11	208	241	212	220	39 326	90 762	8 568	138 656	97 562	0.8178
sep-11	217	244	206	218	39 872	81 424	7 266	128 562	88 731	0.8230
oct-11	180	213	196	201	39 326	80 920	7 686	127 932	87 432	0.8256
nov-11	204	226	200	208	37 618	65 450	15 190	118 258	80 368	0.8271
dic-11	178	205	176	185	26 950	49 238	12 194	88 382	57 693	0.8374
ene-12	164	207	180	188	31 542	61 152	14 686	107 380	76 957	0.8128
feb-12	169	233	201	211	30 870	59 206	13 860	103 936	73 912	0.8149
mar-12	206	241	219	226	40 222	74 074	17 304	131 600	96 648	0.8060
abr-12	213	250	215	225	39 928	82 936	7 588	130 452	99 206	0.7960
may-12	252	301	250	265	48 076	97 510	9 072	154 658	118 187	0.7946
Promedio	198	234	201	211	36 749	74 849	10 535	122 133	87 589	0.8136

Tabla 20. Carga calculada de recibo de CFE de la Subestación 2.

El factor de potencia superior al 0.9 de la subestación 1, es debido a que cuenta con tres bancos de capacitores fijos de 60 kVAR cada uno dando un total de 180 kVAR, los cuales están conectados al Tablero A, con el riesgo de provocar ferresonancia por las condiciones de variación de las cargas.



Imagen 48. Bancos de capacitores de subestación 1.

Al tener el compresor una necesidad de carga reactiva de 71.1 kVAR (ver Tabla 9), se propone instalar uno de los bancos de capacitores de 60 kVAR, para elevar el factor de potencia a 99.52% (ver Tabla 10).

4.2.7.2. Impacto de la corrección de FP individual.

De las mediciones efectuadas con el Fluke 434 e instalando los bancos de capacitores como se determinó en la Tabla 9, y quitando los tres bancos de capacitores fijos instalados en la subestación 1, se tendrá el efecto en las subestaciones y en la alimentación general, mostrado en la siguiente Tabla.

	P	Q_L	FP_A	Q_C	FP_C
EQUIPO	kW Total	kVAR Total	FP Actual	Total de capacitores	FP Corregido
ALIMENTACIÓN GENERAL	1 146	520.0		450.60	97.71%
SUBESTACION 1	915.6	368.8	93%	290.60	96.25%
Tablero A Subestación 1	665.7	273.6	92%	171.50	92.07%
Tablero B Subestación 1	277.1	108.0	93%	119.10	99.92%
SUBESTACIÓN 2	230.8	151.2	83%	160.00	99.93%
TABLERO A				171.50	
AA Finanzas	11.56	6.66	86%	5.00	98.98%
AA Compras	11.01	5.29	89%	5.00	99.97%
AA Laboratorio A	8.06	5.62	82%	5.00	99.71%
AA Torque y sensores	36.67	31.19	76%	25.00	98.61%
AA Baños y oficinas producción	19.0	11.1	86%	10.00	99.83%
AA Lasser	22.3	15.8	81%	12.00	98.58%
AA Embarques	27.3	17.8	84%	15.00	99.48%
AA Switches MTA	29.8	18.7	84%	15.00	99.24%
AA Fontane	15.7	10.4	83%	15.00	95.97%
AA Comedor	18.9	15.1	78%	13.50	99.64%
AA SMT-1	26.4	17.4	83%	15.00	99.59%
AA Pintura	24.5	16.2	83%	13.50	99.40%
AA IBCM	35.7	26.7	80%	22.50	99.32%
TABLERO B				119.10	
AA Membrana	12.8	10.3	77%	8.60	99.13%
AA Sensores Fomi	28.6	22.7	78%	21.00	99.82%
AA Sensores VW	30.2	25.3	77%	22.00	99.41%
AA SMT-2 (1 compresor fuera)	17.3	11.2	84%	15.00	97.67%
AA Pintura	32.4	19.4	86%	22.50	99.55%

AA Radar	24.0	16.5	82%	15.00	99.81%
AA Laboratorio Metrología	21.9	17.4	78%	15.00	99.40%
TABLERO C				160.00	
AA No. 5 Pasillo Central	36.8	29.6	75%	22.50	98.19%
AA IKT	40.8	37.5	74%	22.50	93.86%
AA No. 2 Pasillo Central	36.8	35.0	72%	22.50	94.69%
AA Control Panel	35.3	30.3	73%	22.50	97.64%
Compresor	112.6	71.1	84%	60.00	99.52%
Chiller	18.9	11.1	86%	10.00	99.83%

Tabla 21. Factor de Potencia corregido en Alimentación General.

Los 290.6 kVAR capacitivos en la Subestación 1 y los 160 kVAR capacitivos en la Subestación 2, afectarían los valores de Factor de Potencia en los consumos y demandas de los recibos de CFE, como se muestra en las siguientes Tablas.

MES	P DEMANDA FACTURABLE kW	P_t ENERGÍA ACTIVA kW-h	Q_t ENERGÍA REACTIVA kVAR-h	FP_M FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	FP_C FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO
jun-11	778	462 672	208 541	91.17%	95.56%
jul-11	771	480 424	218 382	91.04%	95.48%
ago-11	882	554 624	238 858	91.84%	95.64%
sep-11	870	514 248	217 239	92.12%	95.90%
oct-11	805	511 728	214 058	92.25%	96.27%
nov-11	833	473 032	196 762	92.33%	96.22%
dic-11	740	353 528	141 247	92.86%	97.01%
ene-12	754	429 520	188 413	91.58%	95.99%
feb-12	843	415 744	180 958	91.69%	95.67%
mar-12	904	526 400	236 622	91.21%	95.04%
abr-12	902	521 808	242 884	90.66%	94.60%
may-12	1 061	618 632	289 353	90.58%	93.98%
Promedio	845	488 530	214 443	91.61%	95.62%

Tabla 22. Factor de Potencia corregido en recibos de CFE para Subestación 1.

MES	P DEMANDA FACTURABLE kW	P_t ENERGÍA ACTIVA kW-h	Q_t ENERGÍA REACTIVA kVAR-h	FP_M FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	FP_C FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO
jun-11	194	115 668	85 179	80.52%	99.63%
jul-11	193	120 106	89 198	80.28%	99.62%
ago-11	220	138 656	97 562	81.78%	99.98%
sep-11	218	128 562	88 731	82.30%	99.90%
oct-11	201	127 932	87 432	82.56%	99.38%
nov-11	208	118 258	80 368	82.71%	99.61%

dic-11	185	88 382	57 693	83.74%	97.82%
ene-12	188	107 380	76 957	81.28%	99.13%
feb-12	211	103 936	73 912	81.49%	99.89%
mar-12	226	131 600	96 648	80.60%	99.97%
abr-12	225	130 452	99 206	79.60%	99.87%
may-12	265	154 658	118 187	79.46%	98.73%
Promedio	211	122 133	87 589	81.36%	99.92%

Tabla 23. Factor de Potencia corregido en recibo de CFE para Subestación 2.

Donde:

$$FP_C = \cos \left\{ \tan^{-1} \left| \frac{\frac{P \times Qt}{Pt} + 180 - 290.6}{P} \right| \right\}$$

4.2.8. Alternativas de corrección de FP.

De los cálculos anteriores, se determinaron 13 alternativas para la corrección del factor de potencia:

- Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 360 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 180 kVAR.
- Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.
- Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 50 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.
- Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 70 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.

5. Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 90 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.
6. Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 110 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.
7. Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 130 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.
8. Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 150 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.
9. Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 180 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.
10. Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 240 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.
11. Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 270 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.
12. Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 300 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.
Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160kVAR.

13.Subestación 1: Un banco de capacitores automático de 330 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 290.6 kVAR.

Subestación 2: Un banco de capacitores automático de 30 kVAR y bancos de capacitores fijos a equipos de 160 kVAR.

Valeo está conectado a CFE en Tarifa HM. El costo de esta tarifa para el mes de Septiembre de 2012 fué la siguiente:

- Cargo por kilowatt de demanda facturable \$ 163.51
- Cargo por kilowatt hora de energía de punta \$ 1.9060
- Cargo por kilowatt hora de energía intermedia \$ 1.1403
- Cargo por kilowatt hora de energía de base \$ 0.9340

Y el costo del consumo de energía a precio de Septiembre de 2012, se muestra en la Tabla a continuación.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGIA			
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (KW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904,713.70
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928,915.52
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962,973.02
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995,323.07
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978,879.79
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956,915.70
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745,942.64
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878,590.70
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873,500.51
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1,070,752.94
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1,026,829.81
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$ 10 837.39	\$ 1,214,979.35
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961,526.40
Total anual						\$ 32 310.15	\$ 11,538,316.75

Tabla 24. Costo de consumo de energía eléctrica, Tarifa HM de Septiembre de 2012.

La bonificación para la alternativa 1, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW-h	ENERGÍA ACTIVA kW-H	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGIA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL		
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	99.07%	\$ 18 634.51
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	99.05%	\$ 19 114.00
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	98.77%	\$ 21 185.41
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	98.96%	\$ 20 644.46
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	99.36%	\$ 21 186.15
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	99.25%	\$ 19 867.72
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	99.81%	\$ 16 851.06
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	99.38%	\$ 18 958.64
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	98.91%	\$ 18 081.48
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	98.28%	\$ 20 156.70
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	97.96%	\$ 18 318.26
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$ 1 837.39	\$ 1 214 979.35	96.89%	\$ 19 507.29
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	98.81%	\$ 19 375.47
				Total anual		\$ 32 310.15	\$ 11 538 316.75		\$ 232 505.68

Tabla 25. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 1.

La bonificación para la alternativa 2, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGIA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL		
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	98.62%	\$ 17 824.32
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	98.60%	\$ 18 282.96
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	98.33%	\$ 20 222.43
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	98.55%	\$ 19 746.87
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	99.00%	\$ 20 303.40
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	98.88%	\$ 19 003.90
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	99.57%	\$ 16 177.02
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	98.99%	\$ 18 168.70
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	98.47%	\$ 17 295.33
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	97.79%	\$ 19 196.86
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	97.43%	\$ 17 402.34
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$ 10 837.39	\$ 1 214 979.35	96.35%	\$ 17 339.82
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	98.38%	\$ 18 413.66
				Total anual		\$ 32 310.15	\$ 11 538 316.75		\$ 220 963.95

Tabla 26. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 2.

La bonificación para la alternativa 3, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL			
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	98.93%	\$ 18 634.51	
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	98.92%	\$ 19 114.00	
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	98.63%	\$ 21 185.41	
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	98.84%	\$ 19 746.87	
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	99.25%	\$ 20 303.40	
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	99.14%	\$ 19 867.72	
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	99.75%	\$ 16 177.02	
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	99.26%	\$ 18 168.70	
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	98.78%	\$ 17 295.33	
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	98.13%	\$ 20 156.70	
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	97.80%	\$ 18 318.26	
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$10 837.39	\$ 1 214 979.35	96.72%	\$ 18 423.56	
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	98.68%	\$ 18 949.29	
						Total anual	\$ 32 310.15	\$11 538 316.75		\$ 227 391.47

Tabla 27. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 3.

La bonificación para la alternativa 4, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL			
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	99.21%	\$ 18 634.51	
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	99.19%	\$ 19 256.67	
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	98.91%	\$ 21 638.65	
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	99.10%	\$ 20 597.78	
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	99.47%	\$ 21 019.35	
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	99.37%	\$ 20 365.31	
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	99.88%	\$ 16 665.12	
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	99.50%	\$ 18 847.10	
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	99.05%	\$ 17 957.46	
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	98.44%	\$ 20 581.55	
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	98.14%	\$ 18 991.34	
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$10 837.39	\$ 1 214 979.35	97.07%	\$ 19 734.09	
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	98.95%	\$ 19 527.83	
						Total anual	\$ 32 310.15	\$11 538 316.75		\$ 234 344.93

Tabla 28. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 4.

La bonificación para la alternativa 5, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL		
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	99.44%	\$ 19 444.71
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	99.43%	\$ 19 945.04
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	99.16%	\$ 22 148.38
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	99.32%	\$ 20 644.46
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	99.66%	\$ 21 186.15
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	99.57%	\$ 20 731.53
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	99.96%	\$ 16 851.06
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	99.68%	\$ 18 958.64
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	99.29%	\$ 18 081.48
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	98.73%	\$ 21 116.55
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	98.45%	\$ 19 234.17
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$10 837.39	\$ 1 214 979.35	97.40%	\$ 20 591.03
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	99.18%	\$ 19 911.10
						Total anual	\$ 32 310.15	\$11 538 316.75	\$ 238 933.21

Tabla 29. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 5.

La bonificación para la alternativa 6, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL		
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	99.64%	\$ 19 444.71
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	99.63%	\$ 19 945.04
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	99.37%	\$ 23 111.35
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	99.52%	\$ 21 542.04
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	99.80%	\$ 22 068.91
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	99.73%	\$ 20 731.53
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	100.00%	\$ 16 851.06
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	99.83%	\$ 19 748.58
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	99.50%	\$ 18 867.63
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	98.99%	\$ 22 076.39
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	98.74%	\$ 20 150.08
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$10 837.39	\$ 1 214 979.35	97.72%	\$ 21 674.77
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	99.38%	\$ 20 517.68
						Total anual	\$ 32 310.15	\$11 538 316.75	\$ 246 212.11

Tabla 30. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 6.

La bonificación para la alternativa 7, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL			
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	99.79%	\$ 20 254.91	
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	99.79%	\$ 20 776.09	
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	99.56%	\$ 23 111.35	
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	99.68%	\$ 21 542.04	
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	99.91%	\$ 22 068.91	
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	99.85%	\$ 21 595.35	
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	100.00%	\$ 16 851.06	
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	99.93%	\$ 19 748.58	
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	99.67%	\$ 18 867.63	
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	99.22%	\$ 22 076.39	
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	99.00%	\$ 21 065.99	
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$ 10 837.39	\$ 1 214 979.35	98.01%	\$ 21 674.77	
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	99.54%	\$ 20 802.76	
						Total anual	\$ 32 310.15	\$ 11 538 316.75		\$ 249 633.08

Tabla 31. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 7.

La bonificación para la alternativa 8, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL			
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	99.90%	\$ 20 254.91	
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	99.90%	\$ 20 776.09	
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	99.71%	\$ 23 111.35	
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	99.81%	\$ 22 439.63	
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	99.97%	\$ 22 068.91	
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	99.94%	\$ 21 595.35	
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	100.00%	\$ 16 851.06	
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	99.99%	\$ 19 748.58	
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	99.80%	\$ 19 653.78	
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	99.42%	\$ 23 036.23	
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	99.23%	\$ 21 065.99	
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$ 10 837.39	\$ 1 214 979.35	98.29%	\$ 22 758.51	
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	99.67%	\$ 21 113.37	
						Total anual	\$ 32 310.15	\$ 11 538 316.75		\$ 253 360.39

Tabla 32. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 8.

La bonificación para la alternativa 9, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL			
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	99.99%	\$ 20 254.91	
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	99.99%	\$ 20 776.09	
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	99.88%	\$ 24 074.33	
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	99.94%	\$ 22 439.63	
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	100.00%	\$ 22 068.91	
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	100.00%	\$ 21 595.35	
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	100.00%	\$ 16 851.06	
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	100.00%	\$ 19 748.58	
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	99.94%	\$ 19 653.78	
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	99.67%	\$ 23 036.23	
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	99.52%	\$ 21 981.91	
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$10 837.39	\$ 1 214 979.35	98.67%	\$ 23 842.25	
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	99.81%	\$ 21 360.25	
						Total anual	\$ 32 310.15	\$11 538 316.75		\$ 256 323.02

Tabla 33. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 9.

La bonificación para la alternativa 10, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL			
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	100.00%	\$ 20 254.91	
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	100.00%	\$ 20 776.09	
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	100.00%	\$ 24 074.33	
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	99.98%	\$ 22 439.63	
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	100.00%	\$ 22 068.91	
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	100.00%	\$ 21 595.35	
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	100.00%	\$ 16 851.06	
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	100.00%	\$ 19 748.58	
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	99.97%	\$ 19 653.78	
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	99.96%	\$ 23 996.08	
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	99.90%	\$ 22 897.82	
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$10 837.39	\$ 1 214 979.35	99.30%	\$ 24 925.99	
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	99.93%	\$ 21 606.88	
						Total anual	\$ 32 310.15	\$11 538 316.75		\$ 259 282.51

Tabla 34. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 10.

La bonificación para la alternativa 11, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL			
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	100.00%	\$ 20 254.91	
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	100.00%	\$ 20 776.09	
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	100.00%	\$ 24 074.33	
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	100.00%	\$ 22 439.63	
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	100.00%	\$ 22 068.91	
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	100.00%	\$ 21 595.35	
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	100.00%	\$ 16 851.06	
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	100.00%	\$ 19 748.58	
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	100.00%	\$ 19 653.78	
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	100.00%	\$ 23 996.08	
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	99.98%	\$ 22 897.82	
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$10 837.39	\$ 1 214 979.35	99.96%	\$ 26 009.73	
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	100.00%	\$ 21 697.19	
						Total anual	\$ 32 310.15	\$11 538 316.75		\$ 260 366.25

Tabla 35. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 11.

La bonificación para la alternativa 12, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGÍA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL			
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	100.00%	\$ 20 254.91	
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	100.00%	\$ 20 776.09	
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	100.00%	\$ 24 074.33	
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	100.00%	\$ 22 439.63	
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	100.00%	\$ 22 068.91	
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	100.00%	\$ 21 595.35	
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	100.00%	\$ 16 851.06	
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	100.00%	\$ 19 748.58	
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	100.00%	\$ 19 653.78	
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	100.00%	\$ 23 996.08	
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	100.00%	\$ 22 897.82	
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$10 837.39	\$ 1 214 979.35	99.73%	\$ 26 009.73	
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	99.98%	\$ 21 697.19	
						Total anual	\$ 32 310.15	\$11 538 316.75		\$ 260 366.25

Tabla 36. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 12.

La bonificación para la alternativa 13, se muestra en la siguiente Tabla.

MES	DEMANDA FACTURABLE kW	ENERGÍA ACTIVA kW-h	FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	IMPORTE DE CONSUMO DE ENERGIA				FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO	BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO
				ENERGÍA (kW-h)	DEMANDA (kW)	MULTA FP	IMPORTE TOTAL		
jun-11	972	578 340	89.16%	\$ 651 264.49	\$ 158 931.72	\$ 4 861.18	\$ 904 713.70	100.00%	\$ 20 254.91
jul-11	964	600 530	89.00%	\$ 673 419.88	\$ 157 623.64	\$ 5 817.30	\$ 928 915.52	100.00%	\$ 20 776.09
ago-11	1 102	693 280	89.97%	\$ 782 785.00	\$ 180 188.02	\$ 0.00	\$ 962 973.02	100.00%	\$ 24 074.33
sep-11	1 088	642 810	90.29%	\$ 719 686.16	\$ 177 898.88	-\$ 897.59	\$ 995 323.07	100.00%	\$ 22 439.63
oct-11	1 006	639 660	90.33%	\$ 718 265.38	\$ 164 491.06	-\$ 882.76	\$ 978 879.79	100.00%	\$ 22 068.91
nov-11	1 041	591 290	90.55%	\$ 693 599.94	\$ 170 213.91	-\$ 1 727.63	\$ 956 915.70	100.00%	\$ 21 595.35
dic-11	925	441 910	91.19%	\$ 522 795.78	\$ 151 246.75	-\$ 2 022.13	\$ 745 942.64	100.00%	\$ 16 851.06
ene-12	942	536 900	89.65%	\$ 635 916.85	\$ 154 026.42	\$ 1 579.89	\$ 878 590.70	100.00%	\$ 19 748.58
feb-12	1 054	519 680	89.78%	\$ 613 811.71	\$ 172 339.54	\$ 786.15	\$ 873 500.51	100.00%	\$ 19 653.78
mar-12	1 130	658 000	89.21%	\$ 775 076.77	\$ 184 766.30	\$ 4 799.22	\$ 1 070 752.94	100.00%	\$ 23 996.08
abr-12	1 127	652 260	88.56%	\$ 731 637.00	\$ 184 275.77	\$ 9 159.13	\$ 1 026 829.81	100.00%	\$ 22 897.82
may-12	1 326	773 290	88.47%	\$ 866 924.35	\$ 216 814.26	\$10 837.39	\$ 1 214 979.35	99.87%	\$ 27 093.47
Promedio	1 056	610 663	89.68%	\$ 698 765.27	\$ 172 734.69	\$ 2 692.51	\$ 961 526.40	99.99%	\$ 21 787.50
						Total anual	\$ 32 310.15	\$11 538 316.75	\$ 261 449.99

Tabla 37. Bonificación por Factor de Potencia corregido alternativa 13.

7. ANÁLISIS Y RESULTADOS.

De las 13 alternativas propuestas y analizadas, y de los costos de equipos analizados anteriormente, se decidió obtener como productos financieros, el Tiempo de Recuperación de la Inversión y la Tasa Interna de Rendimiento, que son los más indicados para la evaluación de este tipo de proyectos de inversión.

El Tiempo de Recuperación de la Inversión (*TRI*), es uno de los métodos para evaluar los proyectos de inversión y se define como el número de años en que se recupera la inversión, mediante la resta sucesiva de las utilidades futuras, hasta el punto en que se iguala o sobrepasa la inversión. La principal ventaja de este indicador, es la de conocer la velocidad a la que la inversión es reembolsada y su principal desventaja, es la de ignorar los beneficios o pérdidas después de superado el periodo de recuperación de la inversión. En forma matemática se expresa de la siguiente manera:

$$TRI = \frac{I_i}{I_p - E_p}$$

Donde :

I_i es el monto de la inversión inicial

I_p son los ingresos de flujo de capital por periodo anual

E_p son los egresos de flujo de capital por periodo anual

La Tasa Interna de Rendimiento (*TIR*) es la tasa de descuento o rendimiento de un proyecto de inversión que a través de los flujos de caja futuros netos hacen que el Valor Actual Neto sea igual a cero. Normalmente la TIR se compara con un tipo de interés sin riesgo y en caso de ser superior la TIR, se acepta el proyecto o en caso contrario se rechaza al ser evidente invertir sin riesgo. La principal ventaja de este indicador es que ajusta el valor del dinero en el tiempo y la principal desventaja es la dificultad de predecir los flujos de caja futuros. El modelo matemático se presenta a continuación.

$$\sum_{t=1}^n \left[\frac{A_t}{(1+r)^t} \right] = 0$$

Donde :

r es la TIR

A_t es el flujo de efectivo para el periodo t

n es el último periodo donde se espera un flujo de efectivo

Los productos financieros de cada una de las 13 alternativas analizadas anteriormente, se presentan a continuación.

Propuesta	Tipo de capacitores	Subestación Eléctrica 1		Subestación Eléctrica 2		Factor de Potencia Inicial	Factor de Potencia Corregido	Inversión Total	Bonificación Anual	Tiempo Recuperación Inversión (años)	Tasa Interna de Rendimiento (anual)
		Cap. Bco. de Capac. (kVAR)	Inversión	Cap. Bco. de Capac. (kVAR)	Inversión						
1	Automático	360	\$411 176.04	180	\$183 162.00	89.68%	98.81%	\$594 338.04	\$264 815.83	2.24	44.81%
2	Automático	30	\$ 43 725.00	30	\$ 43 725.00	89.68%	98.38%	\$172 049.58	\$253 274.10	0.68	303.22%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
3	Automático	50	\$ 68 880.00	30	\$ 43 725.00	89.68%	98.68%	\$197 204.58	\$259 701.62	0.76	248.61%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
4	Automático	70	\$ 78 312.53	30	\$ 43 725.00	89.68%	98.95%	\$206 637.11	\$266 644.08	0.77	239.86%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
5	Automático	90	\$ 98 718.65	30	\$ 43 725.00	89.68%	99.18%	\$227 043.23	\$271 243.36	0.84	212.75%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
6	Automático	110	\$126 001.50	30	\$ 43 725.00	89.68%	99.38%	\$254 326.08	\$278 522.26	0.91	181.67%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
7	Automático	130	\$148 540.80	30	\$ 43 725.00	89.68%	99.54%	\$276 865.38	\$281 943.23	0.98	163.10%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
8	Automático	150	\$169 050.00	30	\$ 43 725.00	89.68%	99.67%	\$297 374.58	\$285 670.54	1.04	147.97%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
9	Automático	180	\$183 162.00	30	\$ 43 725.00	89.68%	99.81%	\$311 486.58	\$288 633.17	1.08	139.73%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
10	Automático	240	\$256 798.49	30	\$ 43 725.00	89.68%	99.93%	\$385 123.07	\$291 592.66	1.32	102.65%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
11	Automático	270	\$278 248.49	30	\$ 43 725.00	89.68%	99.96%	\$406 573.07	\$292 676.40	1.39	95.02%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
12	Automático	300	\$298 115.34	30	\$ 43 725.00	89.68%	99.98%	\$426 439.92	\$292 676.40	1.46	88.44%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						
13	Automático	330	\$356 595.77	30	\$ 43 725.00	89.68%	99.99%	\$484 920.35	\$293 760.14	1.65	73.04%
	Fijos	290.6	\$ 70 097.05	160	\$ 14 502.53						

Tabla 38. Productos financieros de alternativas de corrección de FP.

Aunque todas las alternativas tienen una TIR muy superior a la que se obtiene de una inversión sin riesgo, es evidente que la alternativa 2 con un TRI de 0.68 años y una TIR del 303.22%, la hace la más rentable de todas.

No se está evaluando las ventajas que tiene la corrección de factor de potencia distribuida debido a la disminución de las pérdidas por calentamiento en conductores y tableros eléctricos, así como la disponibilidad de capacidad de ellos al disminuir las corrientes eléctricas. No se consideró el ahorro de energía que se obtendría con ello, debido a la necesidad de contar con los planos eléctricos que incluyeran los circuitos derivados. En caso de efectuar el cálculo del ahorro de energía, el TRI disminuiría y la TIR se incrementaría.

Por otro lado, el análisis financiero se efectuó considerando una vida de los bancos de capacitores de 5 años (garantizado por el fabricante), no obstante que su vida promedio es de alrededor de 15 años, por lo que se esperaba que su rendimiento financiero sea muy superior al estimado.

8. CONCLUSIONES

Se comprueba como cierta la hipótesis a partir de las mediciones eléctricas preliminares efectuadas en la empresa maquiladora analizada, se encontró que los equipos de aire acondicionado, eran los que más demandaban energía reactiva de tipo inductivo y que fue factible calcular e instalar capacitores individuales una vez conocidas las cargas internas y su funcionamiento y cuyo costo resultó ser menor al de instalar bancos de capacitores centralizados, con la ventaja adicional de reducir las corrientes eléctricas en los circuitos derivados y alimentadores con una disminución marginal de las pérdidas I^2R en los conductores e incremento en la disponibilidad de carga en los tableros eléctricos y en los circuitos alimentadores.

La instalación de bancos de capacitores distribuidos (en los equipos consumidores de energía reactiva de tipo inductivo) en combinación con pequeños bancos de capacitores automáticos, corrigen el factor de potencia eficazmente (con todas las ventajas de corrección en ese punto) y a un costo sumamente menor al de instalar grandes bancos de capacitores automáticos en las empresas maquiladoras de la región.

9. RECOMENDACIONES

Este método puede no ser práctico para empresas con alta distorsión armónica por cargas eléctricas no lineales, sin embargo los conductores de los alimentadores y de los circuitos derivados de las cargas a donde están conectados los capacitores limitan la circulación de corrientes armónicas al tener una impedancia más alta que la de los conductores del alimentador principal a donde frecuentemente se conectan los bancos de capacitores automáticos y que son blanco de fallas por las corrientes armónicas de alta frecuencia. Se recomienda un modelado para obtener un estudio del comportamiento.

En caso de ampliar el área y con ello se requiera instalar mas equipos de aire acondicionado, se recomienda instalarles bancos de capacitores individuales para mantener un alto nivel de factor de potencia y evitar conectar bancos de capacitores fijos al tablero principal debido a la alta posibilidad de que se presente ferresonancia y dañe el aislamiento de conductores y equipos.

Se recomienda cambiar la iluminación de la nave industrial de Aditivos Metálicos de 400 watts, por luminarios fluorescentes de alta intensidad que consumen un poco menos de la mitad de energía.

Se recomienda efectuar un estudio de transferencia de calor en la techumbre de la nave industrial, debido a que en el lado interior existen temperaturas cercanas a los 50°C. El aislamiento térmico permite limitar la transferencia de calor por conducción, pero es evidente que la alta temperatura se debe a la radiación solar directa sobre la techumbre, por lo que se requeriría el uso de un producto que limite el efecto.

10. BIBLIOGRAFÍA

Estrategia Nacional de Energía 2012-2016 – Febrero de 2012 - Secretaría de Energía.

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

NOM-001-SEDE-20015 Instalaciones Eléctricas – Utilización.

NOM-029-STPS – Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo – Condiciones de seguridad.

IEEE-Std 141-1993 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (Chapter 8 – Power factor and related considerations).

Cuaderno de aplicaciones técnicas No. 8 – Corrección de factor de potencias y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas – ABB.

Nema Standards Publication MG-1-2006 Revision 1 – Motors and Generators.

Catálogo de Automatización/corrección de factor de potencia – Weg Equipamientos Eléctricos S.A. – www.weg.net.

Catálogo compendiado 2010 - Schneider Electric.

Evaluación y desarrollo de los dispositivos compensadores de potencia reactiva – Revista Técnica Energética Vol. XXVI, No. 2/2005.

Análisis y diseño de sistemas eléctricos industriales – Irwin Lazar – Ed. Limusa.

Introducción al análisis de circuitos – Robert L. Boylestad – Ed. Pearson Educación.

Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia – Theodore Wildi – Prentice Hall.