

# Maintenance Management Tools Applied to Electrical Resonance Problems

R. Cetina, M. Madrigal, *Senior member, IEEE*, and V. Torres-García, *Senior member, IEEE*

**Abstract**—Currently, resonances are a problem that must be considered in electricity networks due to the insertion of new technologies and operating conditions. Harmonics in electrical power systems could present critical failure events due to resonances. This kind of event, might be result in harmonic overvoltage, transient overvoltage, energy production outage, damage to equipment and risks of different types, where the causes of changing the operational context in the electrical network, could be due to unforeseen events or improper modifications in the facilities. Therefore, resonance analysis requires network simulations to identify the causes and effects, having a reliable record and an adequate selection of solutions, but not only technical solutions but also economical through a Cost-Risk-Benefit approach is required. In this article, a case study is analyzed, where initially the inappropriate conditions are a low power factor, harmonic distortion and an overloaded transformer. To carry out an analysis from the root cause to the appropriate solution, simulations are carried out in the ETAP 12.6® software that are complemented with maintenance management optimization tools such as: Root-Cause-Analysis (RCA), Risk Matrix of Operations (HAZOP) and Analysis-Cost-Risk-Benefit (ACRB), considering the associated impacts and risks. This is a new way of analyzing energy quality problems, considering maintenance management.

**Index Terms**—Harmonic propagations, Root Cause Analysis (ACR), Hazard Operation Matrix (HAZOP) and Annualized Total Risk (RTA).

## I. INTRODUCCIÓN

Actualmente se están presentando cambios tecnológicos en las redes eléctricas, debido a la inserción de nuevas tecnologías (estaciones de carga, sistemas de energías renovables, sistemas HVDC, líneas y cables), esto implica la importancia del análisis de problemas que se susciten en el área de calidad de la energía. Un evento no deseado que se puede presentar en los sistemas eléctricos industriales es el bajo factor de potencia (FP), en donde una de sus soluciones es la instalación de bancos de capacitores como estrategia de mejora, pero a su vez puede presentar un evento de falla no deseado como lo es la resonancia [1]. Los problemas de resonancia pueden traer problemas en cascada que pueden

afectar la operación total de una red eléctrica, y por ende pérdidas económicas considerables [2,3,4].

Por otra parte, en la actualidad, existen plantas industriales que demandan herramientas de optimización de mantenimientos alineados a la gestión de activos en el área de calidad de la energía, para lograr beneficios en una disminución de costos, mejora en la confiabilidad operativa, mejor control de fallos y disminución de riesgos [5,6,7].

En el presente artículo, se presenta un análisis, simulación y evaluación de soluciones en donde mediante herramientas de optimización de gestión de mantenimiento, se consideran factores como: frecuencia de fallas, costos de operación de mantenimiento, costos de penalizaciones debido a las fallas y otras que deben ser consideradas antes de implementar una solución en un sistema eléctrico, dando una nueva perspectiva en el análisis de este tipo de problemas. Se inicia mostrando la importancia de analizar eventos donde se involucren las armónicas, posteriormente se muestran los conceptos de herramientas de optimización de gestión de mantenimiento, los cuales permiten un panorama general de un evento de falla para la toma de decisiones, y finalmente se muestra un caso de estudio donde se simula y se evalúan varios escenarios considerando los costos asociados en posibles riesgos en la selección de soluciones.

## II. GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO EN PROBLEMAS DE ARMÓNICAS

El efecto de las armónicas en las redes eléctricas se presenta de diversas maneras tales como disparo de protecciones y degradación de aislamientos por temperatura [4,8] presentando impactos como los que se muestran en la Fig. 1, tales eventos pueden dar lugar a una mala gestión de mantenimiento, de una manera recurrente, donde los equipos críticos pueden ser: transformadores, banco de capacitores, motores, cables, entre otros que son afectados por las armónicas.

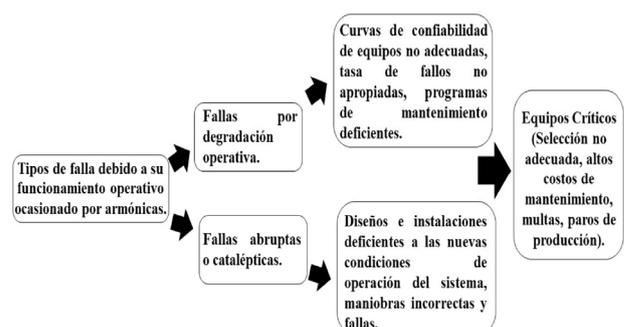


Fig. 1. Tipos de fallas e impactos que involucran las armónicas.

R. J. Cetina, Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Michoacán, México. rubencetinaabreu@hotmail.com

M. Madrigal, Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Michoacán, México. manuelmadrigal@ieee.org

V. Torres-García, Universidad Nacional Autónoma de México, Cd-Mx, México. v.torres.1982@ieee.org

En esta parte es donde se observa la importancia de implementar herramientas de gestión de mantenimiento para mitigar problemas de calidad de la energía. Por otra parte la importancia de llevar a cabo simulaciones, permite tener un panorama más amplio de dichos eventos [8,9].

#### A. Metodología Análisis-Causa-Raíz (ACR)

La metodología ACR parte del análisis de un problema que impacta a un sistema de una manera recurrente y significativa, y se fundamenta en la necesidad de resolverlo con el propósito de buscar soluciones efectivas, las cuales no pueden ser resueltas considerando un plan de mantenimiento convencional [10,11]. En la Fig. 2 se muestra el procedimiento seguido por el ACR.

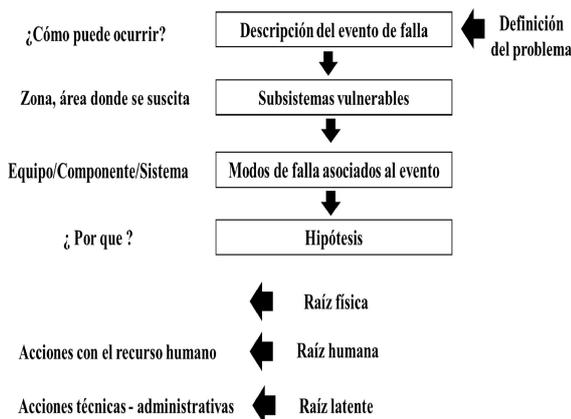


Fig. 2. Procedimiento general del ACR.

#### B. Modelo del Indicador Riesgo Total Anualizado (RTA)

Una situación que se presenta muy frecuentemente al momento de implementar soluciones en problemas de calidad de la energía, es evaluar las soluciones más apropiadas considerando los posibles impactos y riesgos asociados que pueden suscitarse, ya que el no considerarlo puede hacer que aparezcan nuevos eventos de fallas con altos impactos financieros, de mantenimientos y de seguridad. Una manera de poder realizar esta evaluación es mediante el indicador de RTA, en donde el enfoque es en los factores dinero/tiempo en un sistema. Este indicador muestra los costos totales esperados a lo largo del ciclo de vida. La ecuación (1) muestra el cálculo del RTA anualizado (\$) [12], el cual considera los costos de adquisición e instalación anuales ( $CI$ , \$), los costos de operación anuales ( $CO$ , \$), los costos de mantenimiento preventivo en valores anuales ( $CMP$ , \$), los costos totales por fiabilidad anuales ( $CTPF$ , \$) y costos de mantenimiento mayor ( $CMM$ , \$).

$$RTA = CI + CO + CMP + CTPF + CMM \quad (1)$$

Para el cálculo del  $CTPF$ , se consideran los costos anuales de reparación ( $CAR$ , \$), la penalización anual por fallas ( $PAF$ , \$) y el costo de la penalización por un bajo factor de potencia o una posible bonificación y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$CTPF = CAR + PAF + PABFP / BAFP \quad (2)$$

Para calcular el  $CAR$ , se aplica la siguiente ecuación:

$$CAR = ff \times (CMO + CM) \quad (3)$$

Donde el  $CMO$  es el costo de mano de obra (\$), el  $CM$  es el costo de material (\$) y  $ff$  es la frecuencia de falla (Número de eventos ocurridos en el año).

Se menciona que para este estudio, es considerado una tasa de fallas constante, es decir el impacto en los costos es igual en todos los años, considerando un periodo de madurez. El valor de esta variable, proviene de un valor promedio considerado con cierta desviación estándar en condiciones de operación estable [13].

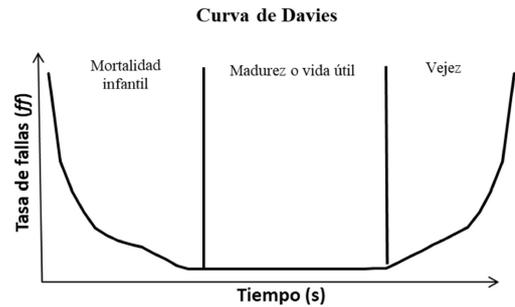


Fig. 3. Curva de tasa de fallas convencional de sistemas.

$$ff = \frac{1}{TPO} \quad (4)$$

Para el caso de evaluación de diseños en donde no exista un historial o base de datos para  $ff$ , se propone inicialmente un valor pequeño, asumiendo que debido a que el sistema es nuevo, no fallara inmediatamente.

El tiempo promedio de operación (TPO) es un indicador que nos muestra la confiabilidad operativa mediante un promedio de tiempos de operación de un componente, máquina o sistema.

$$TPO = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} TOF_i}{n} \quad (5)$$

Donde  $TOF$  es el tiempo operativo hasta el fallo y  $n$  es el número total de fallos en el periodo evaluado.

Para calcular la  $PAF$ , se aplica la siguiente ecuación:

$$PAF = ff \times PE \quad (6)$$

Donde  $PE$  es la penalización por falla (\$), y  $PE$  está dada por:

$$PE = TR \times IP \quad (7)$$

Donde  $TR$  es el tiempo promedio de reparación (horas) e  $IP$  es el impacto en la producción (\$ por hora).

Para el cálculo de la  $PABFP$  se considera la ecuación utilizada por la compañía de electricidad en México para usuarios de alto consumo, dicha penalización es aplicada para factores de potencia menores a 0.90, y está dada por:

$$PABFP = Facturación \times \frac{3}{5} \times \left( \frac{0.9}{FP} - 1 \right) \times 12 \quad (8)$$

De manera similar, la *PABFP* se puede convertir en una bonificación. El cálculo por bonificación anual del factor de potencia *BAFP*, utilizando valores promedios, está dada por:

$$BAFP = -Facturación \times \frac{1}{4} \times \left( 1 - \frac{0.9}{FP} \right) \times 12 \quad (9)$$

C. Análisis de Riesgos de Operaciones (HAZOP)

Es una técnica de identificación de riesgos, basada en la premisa de que los riesgos, los accidentes o los problemas de operación, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación, en un sistema dado y en una etapa determinada. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, en donde se muestran las causas de tipo física, humana y latentes [14] y es apropiada para evaluar diseños. Su representación es una matriz de información, que permite justificar nuevas políticas y procedimientos técnicos, con el objetivo que no se vuelva a suscitar el evento de falla analizado.

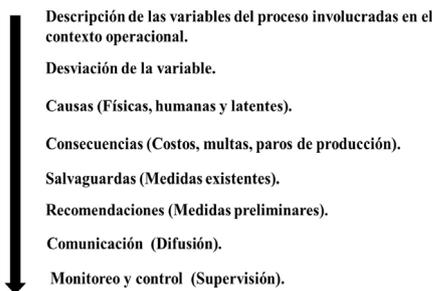


Fig. 4. Procedimiento general del HAZOP.

En el presente estudio la matriz estará enfocada en el diseño de la instalación eléctrica, considerando el transformador, mostrando las variables de operación y los tipos de causas, justificado por la simulación realizada.

III. ANÁLISIS DE RESONANCIAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

El análisis de resonancia y distorsión armónica en plantas industriales se lleva a cabo en un caso de estudio [15], mostrando la aplicación de las herramientas de gestión de mantenimiento.

A. Caso de Estudio

En una planta se desea corregir el factor de potencia como propuesta de mejora continua para una reducción de costos, así como prevenir posibles problemas de distorsión armónica. El factor de potencia, es un factor que es penalizado si está fuera de cierto rango normalmente por debajo de 0.9, y se define como la relación entre la potencia activa (*kW*) y la potencia aparente (*kVA*), esto es:

$$FP = \frac{kW}{kVA} \quad (10)$$

De la misma manera, el índice de distorsión armónica total del voltaje es recomendable sea menor al 5%, de lo contrario los equipos que estén conectados a una tensión, dicha distorsión puede presentar problemas de operación [16], el *THD<sub>V</sub>* está definido como la relación en porcentaje del voltaje RMS de las armónicas entre la fundamental, esto es:

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots}}{V_1} \times 100\% \quad (11)$$

En dicha planta se tiene un transformador de 1000 kVA, 13.2/0.480 kV, el cual suministra una carga de 933 kW con factor de potencia de 0.767. La carga es un rectificador de 6 pulsos, dando lugar a una inyección de corriente de 5ta armónica de magnitud igual al 30% de la corriente fundamental. El sistema se muestra en la Fig. 5.

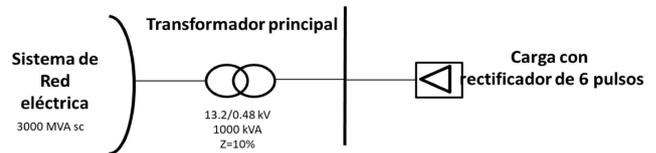
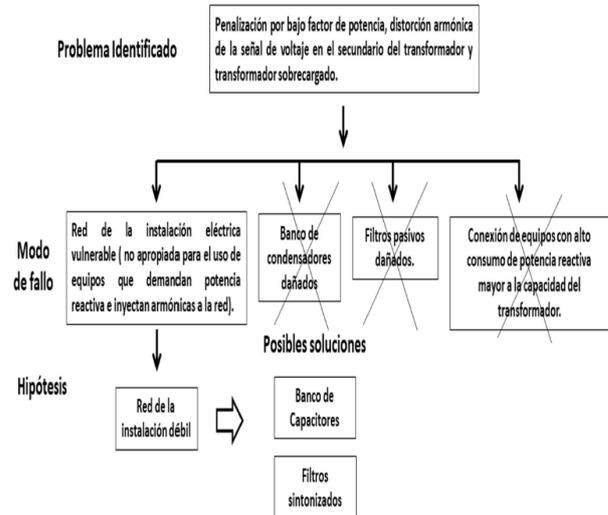


Fig. 5. Sistema eléctrico en estudio.

Iniciando el desarrollo del proceso del ACR, se procede a realizar un árbol de fallas, en donde se plantean las posibles hipótesis y posteriormente se comprueban, para este caso de estudio las simulaciones permitieron justificarla, como se muestra en la Fig. 6.



CRF: Diseño de la red eléctrica de la planta no apropiada para el proceso.

CRH: Desconocimiento de problemas de calidad de la energía [adquisición de equipos con nuevas tecnologías sin una previa evaluación].

CRL: No existen políticas ni procedimientos para la compra de equipos que impacten en la calidad de la energía.

Fig. 6. Diagrama de árbol de fallas del sistema eléctrico en estudio.

El sistema es simulado en ETAP 12.6®, como se muestra en la Fig. 7:

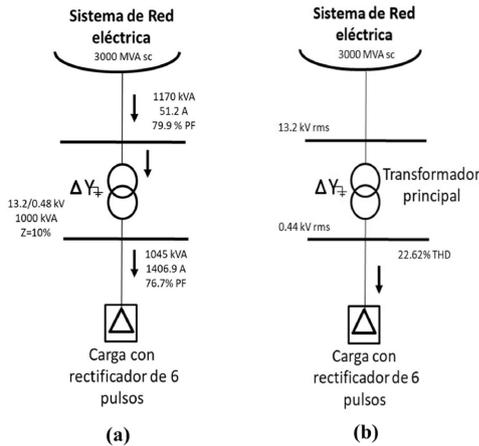


Fig. 7. Condición inicial en una corrida en ETAP 12.6® del sistema.

La Fig. 7(a) muestra la solución de flujos de potencia que indica que la potencia que entra al transformador es de 1170 kVA que está por arriba de su potencia nominal, y un factor de potencia de 0.799 lo que causaría una penalización por bajo factor de potencia, el cual debe de ser corregido. Por otro lado, la Fig. 5(b) muestra el índice de distorsión armónica total (THD) del voltaje en el secundario del transformador, que como se puede apreciar el THD es de 22.62% el cual sobrepasa los límites establecidos del 5% recomendados en el Estándar IEEE-519 [16]. Para esta misma condición, la Fig. 8 muestra la forma de onda de este voltaje, donde se pueden apreciar distorsión en la tensión.

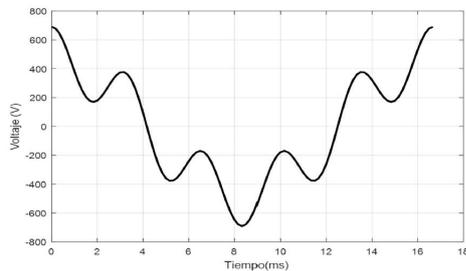


Fig. 8. Forma de onda del voltaje en el secundario del transformador.

**B. Corrección del Factor de Potencia**

La corrección del factor de potencia del sistema de estudio requiere de 398 KVAR para alcanzar un factor de potencia de 0.95. El estudio consideró un banco de 350 kVAR y otro de 500 kVAR, observando diferentes contextos operativos y por tanto puede conllevar a posibles eventos de fallas. Estos cambios de operación se muestran a continuación, la Fig. 9(a) muestra el resultado de flujos de potencia en el sistema cuando se tiene el banco de capacitores de 350 KVAR conectado. Como se puede observar tanto los kVA como el factor de potencia en el primario del transformador se han mejorado.

Por otro lado la Fig. 9(b) muestra el THD de voltaje en terminales del transformador, en donde el THD en el secundario aún sobrepasa los límites establecidos.

La Fig. 10 muestra la forma de onda de este voltaje. El hecho de tener un sistema inductivo (transformador) y un banco de capacitores, da lugar a una resonancia, que sumado a

las armónicas generadas por el convertidor, puede traer como consecuencia un problema mayor. En este caso se requiere un análisis de resonancia.

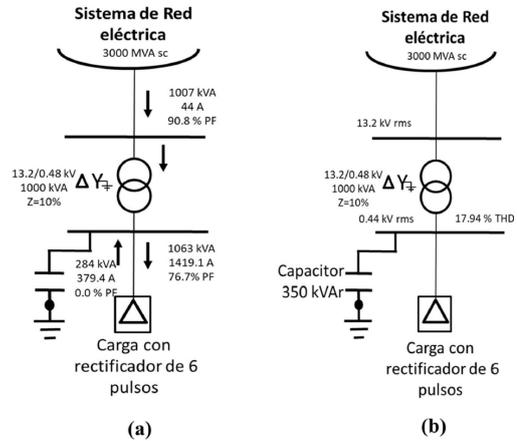


Fig. 9. Condición con un banco de 350 kVAR.

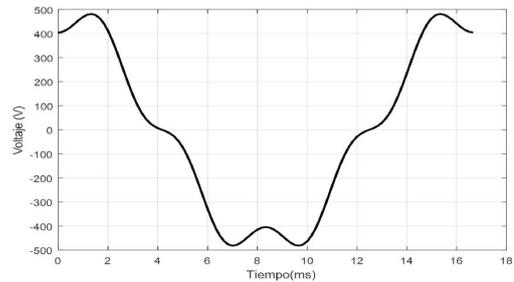


Fig. 10. Voltaje en el secundario con banco de 350 kVAR.

La Fig. 11 muestra la impedancia equivalente en el secundario del transformador, en donde claramente se observa que existe una resonancia paralela muy cerca de la 5ª armónica.

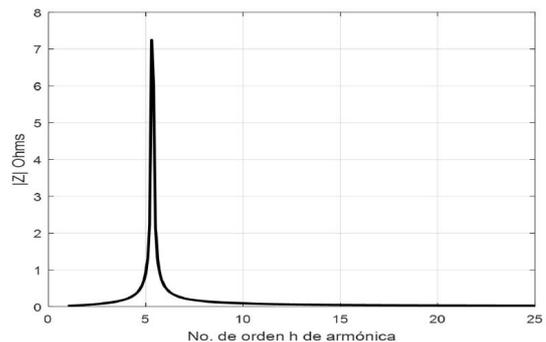


Fig. 11. Impedancia equivalente en el secundario del transformador con banco de 350 kVAR.

**C. Instalación de un Filtro de 5ta Armónica, utilizando un Banco de Capacitores de 350 kVAR**

Para eliminar un problema de resonancia, se puede considerar el uso de filtros sintonizados. Para el caso de estudio, un filtro de 5ª armónica con el banco de 350 KVAR es utilizado y simulado en ETAP 12.6®. La Fig. 12 (a) muestra los resultados de flujo de potencia, en donde se aprecia un

factor de potencia de 0.913. La Fig. 12 (b) muestra el THD muy por debajo del 5% recomendado.

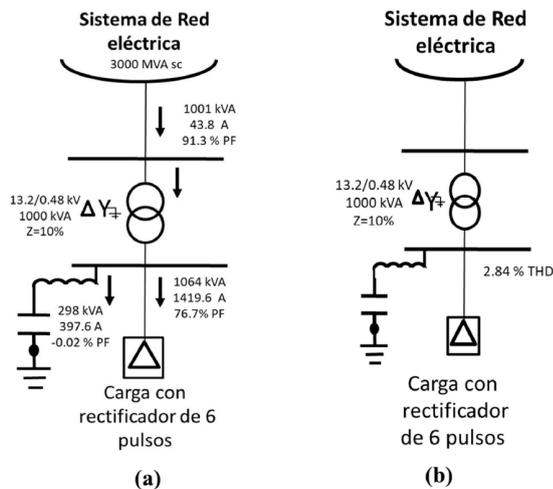


Fig. 12. Condición con filtro de 350 KVAR de 5ta armónica.

La Fig. 13 muestra la forma de onda del voltaje en el secundario del transformador.

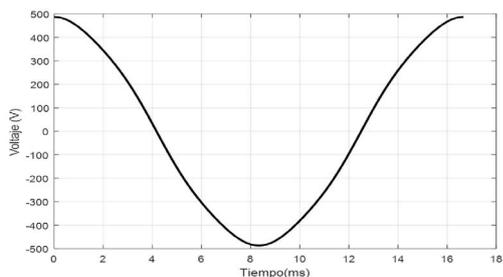


Fig. 13. Voltaje en el secundario con filtro de 350 KVAR de 5ta armónica.

La Fig. 14 muestra la impedancia equivalente en el secundario del transformador, en donde se observa que el pico de resonancia, que inicialmente se encontraba poco delante de la 5ª armónica, con el filtro se hace cero muy cerca de la 5ª armónica, pero de manera natural aparece un nuevo pico de resonancia muy atrás de la 5ª armónica con un valor mucho menor al pico anterior, esta es la respuesta típica de un filtro de armónicas [16]. Como se puede observar en este caso, se mejoró el factor de potencia así como la distorsión armónica del voltaje.

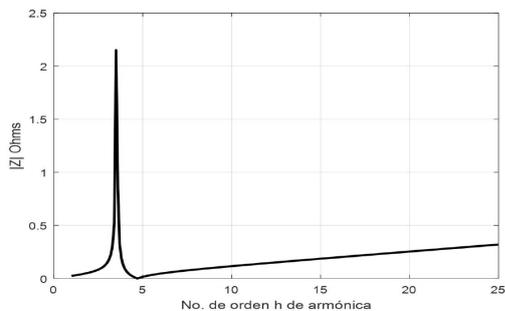


Fig. 14 Impedancia equivalente en el secundario del transformador con filtro de 350 kVAR de 5ª armónica.

Desde el punto de vista práctico, el banco de capacitores debe de cumplir con lo recomendado por el estándar ANSI/IEEE 18-2012[17], como se muestra en la Tabla I, por lo tanto se propone aumentar la capacidad del banco dado que no cumple con los límites para el voltaje pico ni para la potencia reactiva entregada para esta condición.

TABLA I  
VALORES CALCULADOS PARA EL BANCO DE 350 KVAR COMO PARTE DEL FILTRO DE 5TA ARMÓNICA

Parámetros	Recomendado en % del nominal	Calculado en %
$I_{rms}$	180	144.94
$V_{rms}$	110	105.94
$V_{pico}$	120	124.76
$VAr$	135	154.55

D. Cálculo de un Filtro de 5ta Armónica utilizando el Banco de Capacitores de 500 kVAR

Las Figs. 15 (a) y 15(b) muestran los resultados con este filtro de de 5a armónica de 500 kVAR, los resultados indican que el transformador opera a sus condiciones nominales de potencia y un factor de potencia de 0.95, así mismo con un THD de 1.97% en el secundario.

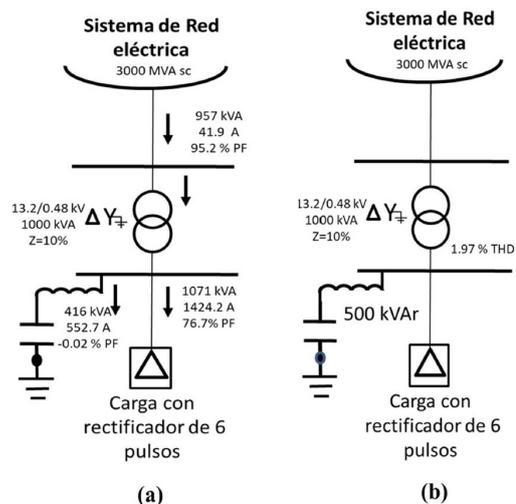


Fig. 15 Condición con filtro de 500 kVAR de 5ta armónica.

La forma de onda del voltaje en la carga se observa en la Fig. 16.

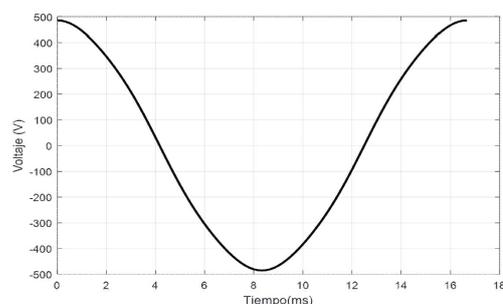


Fig. 16 Voltaje en el secundario con filtro de 500 KVAR de 5ta armónica.

La impedancia equivalente vista en el secundario del transformador se muestra en la Fig. 17.

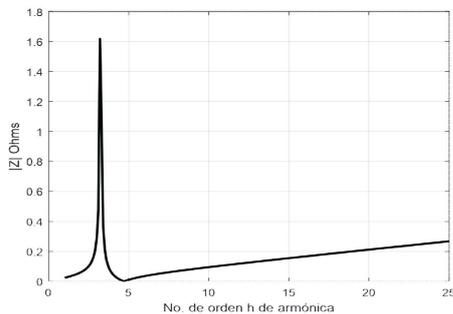


Fig. 17 Impedancia equivalente en el secundario del transformador con filtro de 500 kVAr de 5ª armónica.

Con el banco de 500 kVAr, en la Tabla II, se puede observar que los valores calculados cumplen con los criterios establecidos por la ANSI/IEEE 18-2012.

TABLA II  
VALORES CALCULADOS QUE CUMPLE EL ESTÁNDAR ANSI/IEEE 18-2012

Parámetros	Recomendado en % del nominal	Calculado en %
$I_{rms}$	180	126.21
$V_{rms}$	110	105.67
$V_{pico}$	120	118.76
$V_{Ar}$	135	133.21

Por lo tanto el filtro de 5ª armónica queda especificado con un banco de capacitores de 500 kVAr para 480 V, y un reactor de 20.8 mH a 60 Hz, el cual debe soportar una corriente de 5ta armónica de 421.88 A. Dicha solución técnica se debe de complementar con un estudio gestión de mantenimiento y riesgos asociados.

#### IV. ANÁLISIS COSTO-RIESGO-BENEFICIO (ACRB)

Para analizar las propuestas de soluciones bajo un enfoque Análisis-Costo-Riesgo-Beneficio, se hace la comparación de los cuatro escenarios: a) condición actual, b) sistema con banco de 350kVAr, c) sistema con filtro considerando un banco de 350 kVAr de 5ª armónica y d) sistema con filtro considerando un banco de 500 kVAr de 5ª armónica, considerando los impactos económicos y riesgos asociados a cada escenario. De esta manera, se presentan evaluaciones de diferentes condiciones, como se muestra en la Tabla III. Se menciona que el enfoque está en el análisis del diseño del sistema eléctrico, considerando los modos de falla del transformador, banco de capacitores y filtros para los escenarios. Este modelo es propuesto para sistemas no reparables (falla el equipo/componente crítico y es sustituido) con la ventaja de mostrar indicadores interesantes para las decisiones en relación a los activos.

##### A. Criterios para la 1era Condición (Evento Actual)

Inicialmente lo que se pretende es eliminar un bajo factor de potencia para desaparecer los altos costos por penalización, sin embargo existe también la presencia de distorción armónica y un transformador sobrecargado, lo que implica que a futuro se tendrán consecuencias de paros del sistema debido

a un transformador dañado. Para este escenario, se propone una tasa de fallas de 1 vez en 10 años por las condiciones suponiendo una falla del transformador, esto da la pauta a establecer un tiempo de reparación ( $TR$ ) de 1 día, considerando una sustitución favorable. El impacto en la producción ( $IP$ ) es referido a lo que se pierde en producción por hora, para este escenario y los posteriores se consideran el mismo valor, el valor de penalización por evento ( $PE$ ) dependerá del componente dañado del sistema al igual que los costos de mano de obra ( $CMO$ ) y de material ( $CM$ ). En este evento los costos de inversión ( $CI$ ) se refiere al costo total de la instalación junto con los costos de operación ( $CO$ ), de mantenimiento preventivo ( $CMP$ ) y mantenimiento mayor ( $CMM$ ). En relación al consumo de energía, existe una penalización por un bajo factor de potencia de 0.79 ( $PABFP$ ) y la facturación se considera fija para este y los posteriores escenarios. El  $THD$  de voltaje es de 22.62% el cual sobrepasa los límites establecidos del 5% recomendados en el Estándar IEEE-519.

##### B. Criterios para la 2da Condición (Instalación de un Banco de 350 kVAr)

Para este escenario, se propone una tasa de fallas de 0.058 veces al año para el transformador, debido a que el banco elimina la sobrecarga y mejora el  $FP$ , aunque por las condiciones presentadas en las simulaciones, se observa la presencia de la resonancia, lo cual justifica no seleccionar esta condición de operación. Sin embargo, suponiendo una operación del sistema en condiciones de resonancia, se establece un tiempo de reparación ( $TR$ ) de 48 horas. El impacto en la producción ( $IP$ ) es el mismo valor que el evento anterior y el valor de penalización por evento ( $PE$ ) está en función del transformador y el banco de 350 kVAr al igual que los costos de mano de obra ( $CMO$ ) y de material ( $CM$ ). El costo de inversión ( $CI$ ) es referido al diseño de la instalación con la adquisición del banco de capacitores, al igual que los costos de operación ( $CO$ ), de mantenimiento preventivo ( $CMP$ ) y mantenimiento mayor ( $CMM$ ). En relación al consumo de energía, existe una bonificación anual por un factor de potencia de 0.93 ( $BAFP$ ), haciendo la observación que cuando falla el banco de capacitores existe penalización por bajo  $FP$ . El  $THD$  de voltaje es de 17.94% el cual sobrepasa los límites establecidos del 5% recomendados en el Estándar IEEE-519.

##### C. Criterios para la 3ra Condición (Instalación de un Banco de 350 kVAr como Parte de un Filtro de 5ta Armónica)

En esta condición se propone una tasa de fallas de 0.05 por año para el transformador por las condiciones y una tasa de fallas de 0.25 para el banco de 350 kVAr como parte del filtro por incumplimiento del estándar IEEE 18-2012. El tiempo de reparación ( $TR$ ) considera la puesta del transformador con el filtro. El impacto en la producción ( $IP$ ) es el mismo valor que los escenarios anteriores y el valor de penalización por evento ( $PE$ ) está en función de los componentes, para este caso el filtro con el banco de 350 kVAr y el transformador. Los costos de mano de obra ( $CMO$ ) y de material ( $CM$ ) son debido a la falla del filtro y del transformador. En este evento el costo de inversión ( $CI$ ) es referido al diseño de la instalación con la adquisición del filtro y el transformador, al igual que los

costos de operación (CO), de mantenimiento preventivo (CMP) y mantenimiento mayor (CMM). En relación al consumo de energía, existe una bonificación por un factor de potencia de 0.93 (BAFP) haciendo la observación que en caso de falla del filtro existe penalización por bajo FP. El THD de voltaje es de 2.84% el cual cumple con los límites establecidos del 5% recomendados en el Estándar IEEE-519.

*D. Criterios para la 4ta Condición (Instalación de un Banco de 500 kVAr como Parte de un Filtro de 5ta Armónica)*

En este escenario la tasa de fallas es de 0.04 veces al año para el transformador y para el filtro con el banco de capacitores de 500 kVAr es de 0.1, en este escenario el filtro elimina la sobrecarga y mejora el FP. El (TR) es de 72 horas, considerando una sustitución favorable. El impacto en la producción (IP) es el mismo valor que en todos los escenarios anteriores y el valor de penalización por evento (PE) está en función del transformador y el filtro con el banco de 500 kVAr, al igual que los costos de mano de obra (CMO) y de material (CM). En este evento el costo de inversión (CI) es referido al diseño de la instalación con la adquisición del filtro al igual que los costos de operación (CO), de mantenimiento preventivo (CMP) y mantenimiento mayor (CMM). En relación a los costos del consumo de energía, se obtienen bonificaciones. En este escenario se cumple con los requerimientos de los estándares IEEE Std 18-2012 y IEEE-519.

Analizando los indicadores en la Tabla IV, se observa que el CTPF y el RTA, determinan que el sistema con el banco de 500 kVAr como parte del filtro de 5ta armónica es el más apropiado desde el punto de vista de costos de mantenimientos y riesgos asociados durante el ciclo de vida del diseño.

V. MATRIZ DE RIESGOS DE OPERACIÓN (HAZOP) DEL SISTEMA ANALIZADO

De la información analizada a partir de las simulaciones en ETAP 12.6®, las variables de distorsión armónica, bajo factor de potencia, demanda de potencia reactiva y el cálculo de los indicadores de optimización en la gestión de mantenimiento, se presenta una matriz HAZOP, como parte complementaria para el desarrollo del ACR, de esta manera se presenta información respecto al diseño actual de la instalación eléctrica y de otros posibles diseños no apropiados y apropiados, mostrando soluciones justificadas del tipo físico (filtro de 5ta con banco de 500 kVAr), humano (conocimiento de las armónicas y sus impactos) y latente (establecer procedimientos y políticas que impidan que se suscite de nuevo un problema), como se muestra en la Tabla V.

VI. CONCLUSIONES

Actualmente los diseños de sistemas eléctricos demandan la necesidad de ser evaluados considerando factores como son confiabilidad operativa, costos de mantenimiento y riesgos asociados. La evaluación de diferentes eventos con simulaciones y herramientas de gestión de optimización de mantenimiento, determinaron que el filtro de 5ta armónica con el banco de capacitores de 500 kVAr es una solución apropiada a criterios establecidos para las condiciones dadas, considerando la confiabilidad operativa, costos de

mantenimiento, de consumo energético e impactos. Esta nueva perspectiva de análisis para evaluaciones de diseño eléctrico en calidad de la energía permite justificar decisiones en relación a problemas críticos y tener una proyección de los costos relacionados con la confiabilidad del sistema en su ciclo de vida. Del análisis realizado en este artículo, se puede observar que las condiciones consideradas para el entorno del sistema, son en estado estable, sin embargo en la realidad existen muchos sistemas en donde las condiciones no son estables, por lo cual un área de oportunidad es poder determinar métodos estadísticos que proporcionen un valor aproximado para la frecuencia de fallas en condiciones variables.

REFERENCIAS

[1] C. Pongsriwat, and S.Premrudeepracharn, "Harmonic Resonance Assessment in Low Voltage", *Power System Technology - POWERCON 2004* Singapore, 21-24 November 2004.

[2] Surajit Chattopadhyay, Madhuchhanda Mitra S. Sengupta, *Electric Power Quality*, Edit. Springer, 2010, Pag. 30.

[3] R.Cetina, M. Madrigal, V. Torres, "Faults simulation due to harmonics", 2018 *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC 2018)*. Ixtapa, México, 2018.

[4] J. A. Suarez, G. F. Dimauro, D. Anaut, C. Agüero, "Análisis de la distorsión armónica y los efectos de atenuación y diversidad en áreas residenciales", *IEEE Latin America Transactions*, Vol.3, No.5, December 2005.

[5] S. K. Ray Mohapatra, Subrata Mukhopadhyay "Risk and Asset Management of Transmission System in a Reformed Power Sector", *Power India Conference*, 2006 IEEE.

[6] M.Shahid, M. Mahamood, N. Das "Integrated Asset Magnagement Framework for Australian Wind Farm", *Australasian Universities Power Engineering Conference- AUPEC2016*.

[7] G. A. Ramos, A. Torres, J-P. Rognon, "Análisis de confiabilidad de sistemas industriales aplicando redes bayesianas considerando aspectos de PQ y seguridad-Caso de estudio sistema IEEE 493", *IEEE Latin America Transactions*, Vol.5, No.8, December 2007.

[8] IEEE Recommended Practice for Conducting Harmonic Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std 3002.8™-2018.

[9] IEEE Recommended Practice for the Maintenance of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std 3007.2 – 2010.

[10] R.J. Latino, K. C. Latino, *Root Cause Analysis, Improving Performance for Bottom-Line Results*, Edit. CRC. Press, 2002, Chapter 4, Pag.33.

[11] Austin H. Bonnett, "Root cause methodology for induction motors: A step by step guide to examining failure", *IEEE Industry Application Magazine*, Vol. 18, Issue 6, December 2012.

[12] Parra C., *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad aplicada en la Gestión de Activos*, 2da edición edit. Ingeman, España, 2015.

[13] IEEE Recommended Practice for the Use of Probability Methods for Conducting a Reliability Analysis of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std 3006.5™-2014.

[14] K. Li, X. Yao, D. Chen, L. Yuan, D. Zhou, "HAZOP Study on the CTCS-3 Onboard System", *IEEE Transactions on Intelligent Transportation System*, Vol. 16, No.1, February 2015.

[15] Acha E. Madrigal M. *Power System Harmonics, Computer Modelling and Analysis*, Edit. John Wiley & Sons, University of Glasgow, UK. 2001, Pag. 65-70

[16] IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Std 519™-2014.

[17] IEEE Standard for shunt power capacitors, IEEE Std 18™-2012.

[18] B. Yassaad, M. Khiat, A. Chaker, "Maintenance optimization for equipment of power distribution system based on FMECA Method", Vol. 53, *IEEE Mediamira Science Publisher*, 2012.

[19] P. Tavner. *Offshore Wind Turbine, reliability, availability and maintenance*, Chapter 5, Pag. 84, 85. Edit. The institution Engineering and Technology, London United Kingdom 2012.

[20] A. Crespo, V. Gonzalez, J. Gomez, *Advanced Maintenance Modelling for Asset Management*, Edit. Springer, University of Sevilla, 2017.

[21] R. Arno, N. Dowling, R.J. Schuerger, "Equipment failure characteristic and RCM for optimizing maintenance cost", *IEEE Transactions on Industry Application*, Vol. 52, Issue 2, March 2016.

[22] IEEE Recommended Practice for Evaluating the Reliability of Existing Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std 3006.2™-2016.

[23] IEEE Recommended Practice for Collecting Data for Use in Reliability, Availability, and Maintainability Assessments of Industrial and Commercial Power Systems.



**R. J. Cetina** Es Ingeniero Electricista egresado de la Universidad Autónoma del Carmen, Campeche, México en 2008. Obtuvo el grado de Maestro en Ingeniería Industrial, Mantenimiento y Confiabilidad en el Centro de Estudios Superiores de la Isla (CESIC), Carmen, Campeche, México y el de Maestro en energías renovables en el Centro de Investigaciones de Materiales Avanzados (CIMAV), en Chihuahua, México en 2014. Actualmente es estudiante de Doctorado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en el Instituto Tecnológico de Morelia. Sus áreas de interés son calidad de la energía, ingeniería de mantenimiento y confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia y de fuentes renovables de energía.



**M. Madrigal**, Es Ingeniero Electricista egresado del Instituto Tecnológico de Morelia en 1993. Obtuvo el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica en 1996 en la Universidad Autónoma de Nuevo León, México y el grado de Doctor en 2001 en la Universidad de Glasgow, Escocia. Es profesor investigador del posgrado en eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia desde 1996. Sus áreas de interés son calidad de la energía, análisis armónico, integración de fuentes renovables de energía a las redes eléctricas y administración de la energía.



**V. Torres-García**, Nació en Morelia, Michoacán, se gradúo de la carrera de ingeniería eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia en el 2008, recibió el grado de maestro y doctor en ciencias de la ingeniería eléctrica en la misma institución en 2009 y 2014 respectivamente. Actualmente se desempeña como profesor de carrera en la facultad de ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, sus áreas de interés son sistemas eléctricos de potencia y distribución, transitorios electromagnéticos y protecciones eléctricas.

TABLA III  
DATOS PROPUESTOS DE CRITERIOS PARA LOS COSTOS Y RIESGOS ASOCIADOS

Variables consideradas Eventos de análisis	Evento actual	Sistema con banco de 350 kVAr	Sistema con filtro de 350 kVAr de 5ta armónica	Sistema con filtro de 500 kVAr de 5ta armónica
Síntomas y modos de falla existente o posible	Bajo factor de potencia, THDV significativos y sobrecarga en el transformador	Bajo factor de potencia, THDV significativos y sobrecarga en el transformador (en caso de que falle el banco de 350 kVAr)	Bajo factor de potencia, THDV significativos y sobrecarga en el transformador (en caso de que falle el filtro con el banco de 350 kVAr)	Bajo factor de potencia, THDV significativos y sobrecarga en el transformador (en caso de que falle el banco de 500 kVAr)
Evento de falla debido al diseño	Penalizaciones por reactivos y envejecimiento prematuro	Resonancia en paralelo	Daño al banco de capacitores y transformador (Posible resonancia en paralelo por mala sintonización).	Daño al filtro y transformador (Posible resonancia en paralelo por mala sintonización).
Sistema / Equipo Crítico que se ve impactado al suscitarse el evento	Daño al transformador (a los 10 años), debido al envejecimiento prematuro por THD y sobrecarga.	Disparo de protecciones debido a que el diseño es vulnerable a la resonancia (2 veces al año)	Daño al banco de capacitores por no cumplir el estándar IEEE 18-2012 (a los 5 años) y posteriormente al transformador (a los 20 años)	Daño al filtro (a los 10 años) y posteriormente al transformador (a los 20 años)
<i>ff1</i> (evento de fallos al año)	0.1	0.058823529	0.05	0.04
<i>TR1</i> (Horas)	24	48	72	72
<i>IP1</i> (\$ por evento de fallo por hora)	3,500	3,500	3,500	3,500
<i>PE1</i> (\$ por evento de fallo)	84,000	168,000	252,000	252,000
<i>CMO1</i> (\$ costos de mano de obra)	10,000	10,000	12,000	12,000
<i>CM1</i> (\$ costos del material)	55,000	55,000	55,000	55,000
<i>ff2</i> (evento de fallos al año)		2	0.25	0.1
<i>TR2</i> (Horas)		24	24	24
<i>IP2</i> (\$ por evento de fallo por hora)		302.9008439	302.9008439	302.9008439
<i>PE2</i> (\$ por evento de fallo)		7,269.620253	7,269.620253	7,269.620253
<i>CMO2</i> (\$ costos de mano de obra)		500	1,000	1,000
<i>CM2</i> (\$ costos del material)		6,000	8,000	9,000
<i>CI</i> (\$ costos de inversión)	150,000	165,000	170,000	175,000
<i>CO</i> (\$ costos de operación)	1,000	1,000	1,000	1,000
<i>CMP</i> (\$ costos de mantto preventivo)	900	1,100	1,200	1,300
<i>CMM</i> (\$ costos de mantto mayor)	6,000	6,200	6,500	7,000
<i>PABFP</i> (\$)	25,063.29114			
<i>BAFP</i> (\$)	No aplica	-2419.354839	-2419.354839	-4687.5
Facturación mensual (\$)	2,5000	25,000	25,000	25,000
Factor de potencia	0.79	0.93	0.93	0.96

\* Valores negativos indican bonificaciones (*BAFP*)

TABLA IV  
COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS EN RELACIÓN A CIERTOS INDICADORES DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

Indicadores	Evento actual	Sistema con banco de 350 kVAr	Sistema con filtro de 350 kVAr de 5ta armónica	Sistema con filtro de 500 kVAr de 5ta armónica
<i>RTA</i>	<b>197,863</b>	<b>444,173,247</b>	<b>196,298</b>	<b>194,099</b>
<i>CTPF</i>	39,963	443,999,947	17,598	9,799
<i>CAR1</i>	6,500	3,824	3,350	2,680
<i>PAF1</i>	8,400	9,882	12,600	10,080
<i>CAR2</i>	0	427,329,114	2,250	1,000
<i>PAF2</i>	0	16,659,546	1,817	727
<i>PABFP / BAFP</i>	25,063	-2,419.35	-2,419.35	-4,687.50

\* Valores negativos indican bonificaciones (*BAFP*)

TABLA V  
MATRIZ HAZOP GENERADA EN RELACIÓN A LAS SIMULACIONES REALIZADAS

Variable de Proceso	Palabra Guía	Desviaciones	Causas: Externas (E), Físicas (F), Humanas (H), y Latentes (L)	Consecuencias: Seguridad (S), Ambiente (A), Operaciones (O),	Salvaguardas existentes	Recomendaciones Preliminares
Contexto operacional		Una red eléctrica radial conformada por un transformador de 1000 kVA, 13.2/0.48 kV, que alimenta una carga de 933 kW con FP de 0.79, actualmente en este proceso de transferencia de energía existe una sobrecarga en el transformador de 1170 kVA. La carga alimentada consiste en una máquina que tiene un rectificador de 6 pulsos, lo que en el bus de interconexión (transformador-carga) existe un alto valor de THD. La facturación de consumo es alta debido a un bajo factor de potencia de 0.79				
Distorsión Armónica de Voltaje	Mas	Distorsión de voltajes armónicos (THD) en el bus de interconexión transformador - carga, teniendo una lectura de 22.62%	Distorsión de armónicas en el bus de conexión transformador-carga, existiendo una carga con un rectificador de 6 pulsos. (F)  No existe conocimiento sobre las armónicas (H,L) No existen procedimientos ni políticas para mitigar las armónicas en la planta (L) Consumo excesivo de potencia reactiva por la carga (rectificador de 6 pulsos), teniendo una red eléctrica sin compensadores de potencia reactiva capacitiva (F)	Degradación operativa de los equipos (Envejecimiento de aislamientos en el transformador y equipos) debido a calentamientos anormales (O) Disparo de protecciones, generando indisponibilidad del servicio (O)  Personal inexperto en la situación (O)  Altos costos de operación y mantenimiento (O)	Realizar mediciones de calidad de la energía en el sistema	Realizar simulaciones del sistema para analizar diferentes eventos (bancos de capacitores y filtros), considerando una solución apropiada mediante un enfoque costo-riesgo-beneficio.  Elaborar políticas y procedimientos en relación a la mejora continua en los costos de facturación energética.
Bajo Factor de Potencia	Menos	Factor de potencia bajo de 79.9% medido en el lado de alta tensión en el transformador, teniendo penalizaciones en la planta.	No existe conocimiento sobre factor de potencia (H, L) No existen procedimientos ni políticas para mitigar problemas de factor de potencia en la planta (L) Capacidad del transformador errónea (F,H)	Altos costos de operación y mantenimiento (O)  Personal inexperto en la situación (O)  Altos costos de operación y mantenimiento (O)	Revisión de facturación por parte de la empresa suministradora, mediciones de factor de potencia	Desarrollo de capacitaciones en relación al evento de falla y justificaciones costo-riesgo-beneficio.
Exceso de demanda de KVA	Mas	Sobre carga en el transformador, un consumo mayor a 1000 kVA, midiendo 1045 kVA.	No existen procedimientos ni políticas para puesta y operación de un transformador (L)	Altos costos de operación y mantenimiento (O)	Mediciones de KVA, simulaciones del sistema	