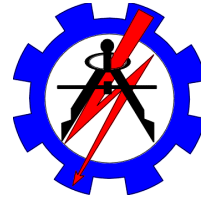




*Comité
Nacional
Paraguayo*

*Unión de
Ingenieros
de la ANDE*



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE
13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010

**EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO
DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Eduardo Velázquez Castillo, M. Sc. Ing.
Dpto. de Ingeniería de Mantenimiento
Central Hidroeléctrica de Itaipu
Hernandarias – Paraguay

Nora Díaz Mora, Dra. Ing.
LaMat - Laboratorio de Materiais
UNIOESTE/PTI - Foz do Iguaçu
Foz do Iguaçu - Brasil

RESUMEN

En este trabajo es realizado un análisis de las principales técnicas de monitoreo y su eficiencia en la detección de fallas incipientes de transformadores de potencia, destacando aquellas relacionadas a los aisladores pasantes. Los autores consideran que para el aumento de la eficiencia, es necesaria además de otras acciones recomendadas, una integración de los principales recursos disponibilizados por el sistema de monitoreo y el sistema de control y supervisión de la operación de los transformadores. Sin embargo, alertan que la integración debe ser realizada en forma gradual y con base al desempeño observado introducir los ajustes, mejoras o correcciones necesarias hasta alcanzar la confiabilidad deseada.

Palabras clave: Monitoreo, Transformadores, Eficiencia, Fallas, Prevención.

1. INTRODUCCION

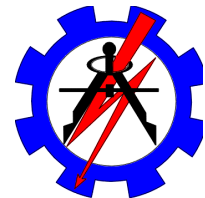
Las grandes dificultades y cada vez más crecientes restricciones en la desconexión de los transformadores de potencia para la realización de los mantenimientos preventivos periódicos, convierten a los sistemas de monitoreo, en una opción alternativa para el mantenimiento predictivo, que en teoría, por medio de la predicción con base a los parámetros monitoreados, ofrece la posibilidad de intervención oportuna en el equipo apenas en los momentos realmente necesarios.

En la literatura técnica existen numerosos ejemplos de aplicación de sistemas de monitoreo de transformadores de potencia, con las más diversas alternativas en dependencia, de los parámetros monitoreados, sensores utilizados para la adquisición de los datos, arquitectura implementada, técnicas de transmisión de datos y alarmas, métodos de diagnóstico, criterios para la toma de decisión y acciones recomendadas. Sin embargo ninguna de las técnicas o sistemas de monitoreo existentes, han demostrado ser, por si solas, totalmente suficientes para la detección de fallas incipientes en tiempo hábil, a punto de evitar la evolución de las fallas.



*Comité
Nacional
Paraguayo*

*Unión de
Ingenieros
de la ANDE*



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE **13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010**

Con base en una ligera pero representativa revisión bibliográfica, en este trabajo son presentadas las fallas en transformadores de potencia y es realizado además, un análisis de las principales técnicas de monitoreo y su eficiencia en la detección de fallas incipientes de transformadores de potencia.

2. FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los transformadores de potencia, sin lugar a dudas son los equipos de mayor porte y valor en las subestaciones y usinas, siendo que son esenciales en el sistema eléctrico porque modifican los niveles de tensión para interconectar sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad. Consecuentemente, como señalado por Bechara [1], fallas en esos equipos resultan en trastornos operacionales y financieros muy grandes, visto principalmente que:

- No siempre existe disponibilidad de unidades de reserva.
- El costo de adquisición/reparación es muy elevado.
- Son equipos fabricados específicamente para una determinada instalación y los plazos para servicios de reparación, fabricación y transporte son objeto de meses y en algunos casos hasta de años.

Un estudio coordinado por CIGRÉ y publicado 1983 [2] es una de las principales referencias sobre fallas en grandes transformadores de potencia a nivel Mundial. En ese trabajo, con base en informaciones de empresas de 13 países : Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Checoslovaquia, Francia, Finlandia, Italia, Japón, Suiza, Reino Unido, Estados Unidos y Rusia, fueron analizados mas de 1000 fallas ocurridas entre 1968 y 1978, relativas a una población de mas de 47.000 unidades/año.

En otro estudio, Medina [3] con base en los índices de rendimiento para los transformadores de alta y muy alta tensión, analizó los modos de falla, los fenómenos físicos involucrados, sus orígenes, causas y soluciones. Para ese fin, el autor realizó un análisis comparativo de los datos del estudio de CIGRE [2], datos de los índices de fallas de transformadores en Brasil de Informes Técnicos de la CDE (*Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações*) del GCOI (*Grupo Coordenador para Operação Interligada*) con base en datos de las empresas (CEB, CEEE, CELESC, CELG, CEMAT, CEMIG, CERJ, CESP, CHESF, COPEL, CPFL, ELETRONORTE, ELETROPAULO, ELETROSUL, ENERSUL, ESCELSA, FURNAS, ITAIPU, LIGHT, y ELETROBRAS que incluye un total de mas de 12.500 unidades/año, durante los años de 1994, 1995 y 1996 en equipos con clase de tensión igual o superior a 69 kV; al mismo tiempo el autor analizó datos de fallas relatados, por la CHESF en el nordeste del Brasil. En ese estudio fueron identificados más de 150 modos de fallas en transformadores de potencia y a titulo de ejemplo, son mostrados en la Figura 1 los datos correspondientes al año 1996.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE
13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010

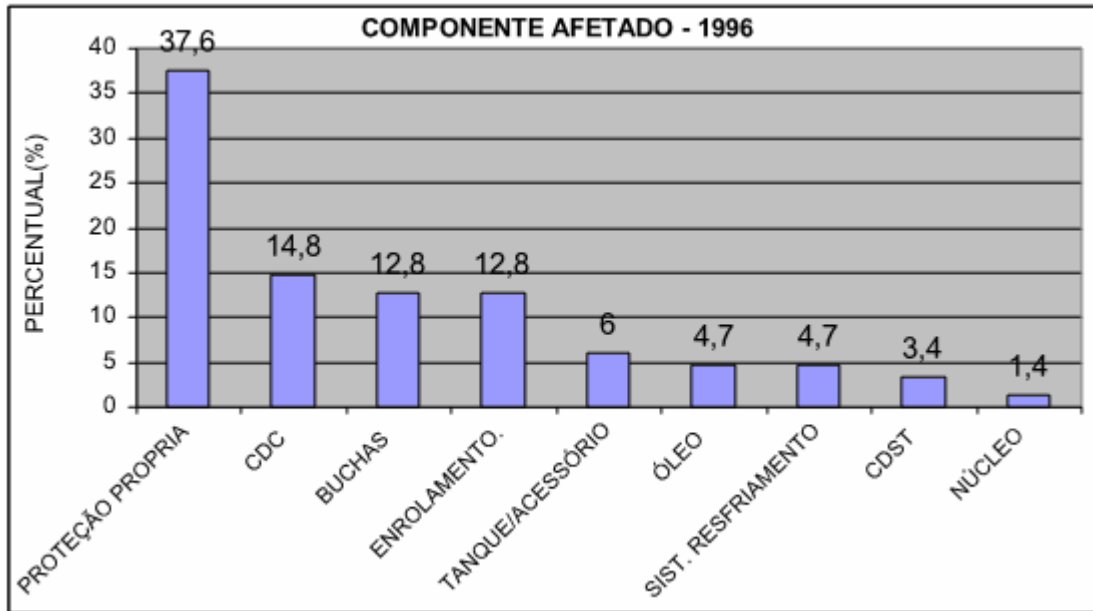


Figura1. Porcentaje de la tasa de fallas por componente (1996)

De su análisis el autor deduce que prácticamente el 80% de las fallas están concentradas en cuatro componentes que son: dispositivos de protección propia, conmutador de derivación en carga, aisladores pasantes de alta tensión y arrollamientos.

Existe también un trabajo realizado por Velázquez *et alli* [4], sobre el histórico de fallas de los transformadores principales de los generadores de la Central Hidroeléctrica de Itaipu desde la entrada en operación de los mismos (1982) hasta 2003. De acuerdo a este, entre otras cosas fue destacado que en torno de 80% de los casos, el Análisis de Gases Disueltos (DGA), no diagnosticó indicios de fallas incipientes en estos transformadores. Así, algunos de esos datos son mostrados en la Tabla I.

TABLA I. DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE LA ITAIPU

TRAFO	FALLA	OPERACIÓN*	DGA
TU 01, ϕ R	1987	Normal, 695 MW	Normal
TU 11, ϕ A	1990	Excitación, con 6 kV	Normal
TU 17, ϕ C	1993	Normal, 665 MW	Anormal
TU 08, ϕ T	1997	Durante energización	Normal
TU 07, ϕ R	2001	Normal, 714 MW	Normal
TU 01, ϕ R	2002	Normal, 634 MW	Normal
TU 15, ϕ B	2003	Normal	Anormal (detectado por monitoreo)

* Condiciones de operación en el momento de falla

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE
13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010

Con base a un levantamiento estadístico de los datos de la pericia realizada entre los años de 2000 y 2008 por las empresas aseguradoras Bechara et al [1] sobre los principales modos de falla normalmente verificados en transformadores del sistema eléctrico brasileño (Figura 2), identifica y describe los tipos más importantes de las fallas en los transformadores de potencia, determinados a partir del análisis de información relativas al histórico operacional, registro de acontecimientos circunstanciales, así como las inspecciones realizadas en el campo y en la fabrica después de la falla del equipo.

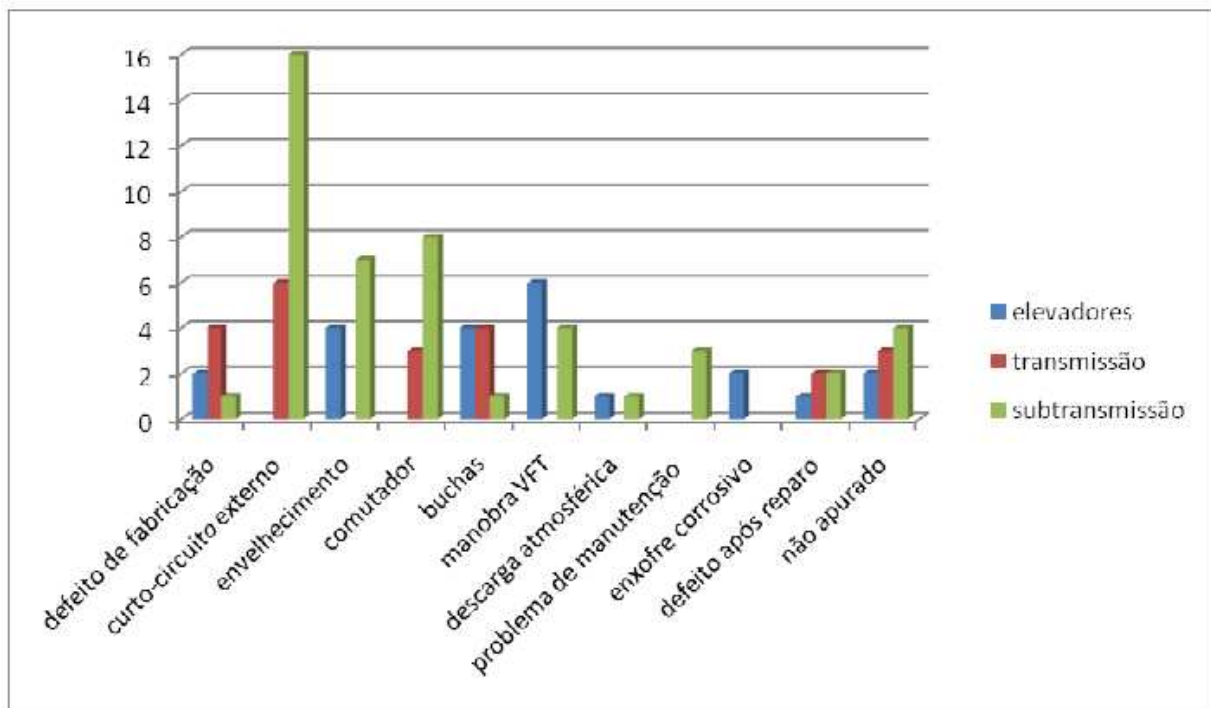


Figura 2. Tipos y cantidad de fallas identificadas en transformadores

Con base en ese levantamiento los autores, a ejemplo del trabajo de Medina [3], concluyen que los daños debido a solicitaciones de corrientes de corto-circuito son los más expresivos, seguidos de las fallas envolviendo el conmutador de tensión y el envejecimiento del sistema aislante.

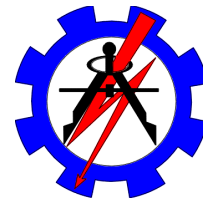
De acuerdo con la revisión bibliografía presentada arriba, es evidente que la mayoría de las fallas se originan en la protección primaria, parte activa, conmutador de derivación y aisladores pasantes.

Para que la caracterización de las fallas de transformadores sea completa, es necesario realizar un levantamiento de las fallas en cada de esas cuatro partes, incluyendo entre otras informaciones, las causas típicas y las formas de detección de esas fallas. Sin embargo esta ardua tarea escapa al objetivo de este trabajo. A título de ejemplo, es presentada en la Tabla II las fallas típicas en aisladores pasantes [5].



Comité
Nacional
Paraguayo

Unión de
Ingenieros
de la ANDE



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE
13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010

Tabla II. Fallas típicas en aisladores pasantes

FALLAS Y COMPONENTE	CAUSAS TÍPICAS DE LA DETERIORACION	PARAMETROS CLAVE
Daños en la Porcelana	-Variaciones bruscas de temperatura. -Condiciones ambientales extremas. -Productos conductivos derivados de aceite, depositados en la pared interna del aislador	-Alteraciones de $\tan\delta$
Deterioración del aislamiento del cuerpo condensivo	-Temperaturas elevadas de operación. -Perdida de aceite y desimpregnación, secado de papel y ruptura del mismo.	-Descarga parcial. -Alteraciones de I y $\tan\delta$
Deterioración del aceite	-Mecanismos similares a los ocurridos en los transformadores.	-Descarga parcial. -Alteraciones de I y $\tan\delta$
Cortocircuito entre capas conductivas	-Defectos de proyecto y/o fabricación. -Envejecimiento del papel y/o aceite. -Migración de tinta conductiva.	-Elevación de capacitancia C1. -Elevación de capacitancia C2.
Espacios vacíos en el material aislante	-Burbujas en el sistema de aislamiento.	-Descarga parcial. -Alteraciones de I y $\tan\delta$
Elevadas variaciones de temperatura en otros componentes del aislador pasante	-Coeficientes de expansión térmica diferentes en los componentes del aislador pasante. -El enfriamiento rápido puede crear burbujas de aire y/o gas en el aceite.	-Elevación de $\tan\delta$ -Elevación de descarga parcial. -La $\tan\delta$ se torna sensible a la temperatura.

3. TÉCNICAS DE DETECCIÓN DE FALLAS EN TRANSFORMADORES

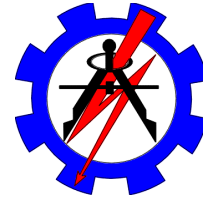
Son diversas las formas de fallas de los transformadores de potencia y no existe una estandarización en cuanto a la división de las partes y/o componentes, para cada uno de los tipos de transformadores clasificados de acuerdo a las clases o niveles de tensión, aplicación, función, tipo constructivo, familias, modos y condiciones de operación, etc. De esta forma se torna extremadamente difícil un análisis estadístico criterioso de las formas y verdaderas causas de las fallas de estos equipos, lo que lleva a los usuarios a recurrir muchas veces a análisis simplistas tomando como base el universo y los tipos de transformadores con que cuenta la empresa.

Se suma a este hecho, la no siempre posibilidad de concluir con exactitud sobre las formas, tipos o causas de las fallas de los transformadores tras una falla grave, debido por un lado al estado en que se encuentran como consecuencia de la falla y por otro no menos importante, que tiene que ver con los grandes montos envueltos en cuestiones de seguro y consecuentes negociaciones técnico/comerciales para los reparos correspondientes, que dependen en gran medida del laudo técnico final sobre las causas y formas de fallas de los transformadores.



*Comité
Nacional
Paraguayo*

*Unión de
Ingenieros
de la ANDE*



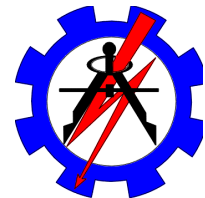
IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE **13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010**

Aliadas a las técnicas de mantenimientos preventivos, las herramientas disponibles para la detección de las fallas incipientes, podrían evitar en gran medida las fallas en los transformadores de potencia. Como mostrado en la Tabla III, a pesar del gran avance tecnológico, no todas las técnicas de detección de fallas disponen aun de herramientas para el monitoreo *on line*, o cuando disponible, generalmente no presentan aun la confiabilidad requerida.

Entre todas esas técnicas, el Análisis de Gases Disueltos (DGA) en el aceite aislante es una de la más utilizada y en torno a la cual existe mayor investigación y avance. Sin embargo, dichas técnicas son consideradas apenas un recurso complementario para la emisión de diagnóstico de fallas incipientes en transformadores de potencia, que sigue siendo tarea del especialista humano, aun no sustituible por ninguna de las técnicas propuestas [6]. Especialmente debido a que los diagnósticos son realizados por medio de criterios consolidados como, entre otros, Razón de Gases, Rogers, LABORELEC, Duval, Dörnemburg, Pugh, que presentan algunas desventajas, tales como:

- Las razones de gases definidos por esos criterios están basadas principalmente en apreciaciones humanas. Ningún intento sistemático fue realizado para aprender de las medidas de DGA.
- Existe aun un alto grado de inconsistencia y ambigüedad cuando se aplican esos sistemas, debido a la falta de consideración de todas las combinaciones posibles de las razones de los gases.
- Existen dudas con relación a la validez de los diagnósticos de fallas definidas por las razones.
- Esos métodos aun no son capaces de detectar con alta confiabilidad múltiples fallas que ocurren simultáneamente dentro del transformador.
- Esos métodos son incapaces de detectar fallas nuevas o desconocidas debido a la carencia de conocimientos especialistas dentro de ellos.

Una forma de aumentar la eficiencia de esta técnica consiste en completar, enriquecer y validar los diagnósticos a través del análisis criterioso de las causas y formas de fallas, realizadas durante las inspecciones que anteceden al reparo en fábrica. Es necesario además, una correlación entre varios los parámetros obtenidos sean de forma *on line* y *off line*.



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE
13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010

Tabla III: Principales técnicas para la detección de fallas en transformadores

METODO DE ANALISIS	TECNICAS Y FALLAS	DISPONIBILIDAD DE MONITOREO
Análisis de Gases Disueltos (DGA)	Degradación del aceite, relaciona gases disueltos con causas y tipos de fallas	Existen sensores con diferentes grados de sensibilidad a diversos gases: H ₂ , CO, C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ y más recientemente además a otros gases CO ₂ , CH ₄ y C ₂ H ₆ , O ₂ y N ₂
Humedad en el aceite (ppm de H ₂ O)	Resistencia de aislación del aceite	Existen dispositivo medidor de saturación de agua (humedad relativa %) y temperatura del aceite en el tanque
Capacitancia y tanδ de Aisladores Pas.	Determina el estado del dieléctrico de los Aisladores Pasantes.	Disponible y ampliamente utilizada
Grado de polimerización (GP)	Envejecimiento del papel aislante Relación entre la cadena de polímeros y la resistencia mecánica	No disponible
Análisis de Furfural (2FAL)	Envejecimiento del papel aislante, indica el estado del aislamiento de celulosa estima la tasa de degradación	No disponible
Medición de Tensión de restablecimiento (RVM)	Cantidad de agua y envejecimiento del papel aislante	No disponible
Tangente Delta - transformadores	Perdidas dieléctrica en sistemas dieléctricos ampliamente utilizada, equipos portátiles disponibles	No disponible
Resistencia de aislamiento e índice de polarización	Acumulo de materiales polares en el sistema aislante Ampliamente utilizada	No disponible
Descargas Parciales	Deterioración del sistema aislante, detecta algunos defectos localizados En creciente investigación	Disponible, con escasa aplicación actual

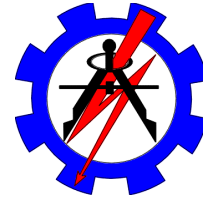
4 TÉCNICAS DE MONITOREO Y SU EFICIENCIA EN LA DETECCION DE FALLAS

Los sistemas de monitoreo y diagnóstico tienen en general las funciones principales de adquisición de datos y diagnóstico de fallas, que son mutuamente complementares. Así la adquisición tiene por finalidad coleccionar datos relativos al funcionamiento del transformador, utilizando modernas tecnologías aplicadas a los sensores, técnicas de adquisición y dispositivos utilizados, sean ellos analógicos o digitales. Sin embargo, a pesar que los



Comité
Nacional
Paraguayo

Unión de
Ingenieros
de la ANDE



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE 13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010

dispositivos de medición de diversos parámetros del transformador hayan evolucionado en los últimos años, aumentando considerablemente la cantidad de informaciones y datos disponibles, apenas concentrar datos no es suficiente, como apuntado por Scquetti [7].

El diagnóstico, está más relacionado con la interpretación de los datos y puede ser realizado por un especialista o con la ayuda de un software desarrollado para ese fin, para lo cual es necesario un conocimiento a profundidad del equipo a ser monitoreado, así como del comportamiento de cada parámetro adquirido.

Por otro lado, existe una gran tendencia de la sustitución del diagnóstico hecho por un especialista, por sistemas automáticos de diagnóstico. En ese sentido, varios avances vienen ocurrieron en el sentido de mejorar el diagnóstico de fallas por medio de varias técnicas, incluyendo desde herramientas estadísticas y computacionales, hasta las mas variadas combinaciones de técnicas de Inteligencia Artificial (Sistemas Expertos, Lógica Fuzzy, Algoritmo Genético y Redes Neurales Artificiales), sean con el objetivo de agilizar el proceso o para incorporar el conocimiento acumulado con la experiencia del especialista, como apuntado por Velázquez *et alli* [4].

De esta forma, para aumentar la eficiencia de los sistemas de monitoreo en la emisión del diagnóstico, como apuntado por Scaquetti *et alli* [7], otro factor esencial es la aplicación de técnicas como la correlación de variables, métodos estadísticos, la utilización de códigos de control de errores y la introducción de redundancias aplicadas en varios niveles o etapas del proceso, tales como:

- redundancia de informaciones: utiliza más datos que los necesarios para a operación del sistema, esos datos actúan como verificadores de errores.;
- redundancia de hardware, por medio de la utilización del anillo óptico y de dos discos rígidos espejados para el almacenamiento y procesamiento de datos en los servidores;
- redundancia en los sensores o dispositivos de adquisición de datos, limitado por los elevados costos;
- redundancia de software, principalmente en sistemas basados en Controladores Lógicos Programables (CLPs) y en servidores específicos por medio de la utilización de algoritmos cuyo objetivo es verificar la calidad de los datos;
- redundancia de tiempo: utilizada en el caso de contención de alarmas de sensores de aisladores pasantes y de sensores de gases.

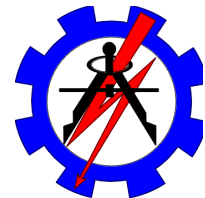
Otro aspecto bastante importante en lo que respecta a la confiabilidad, eficiencia y desempeño de los sistemas de monitoreo consiste en la arquitectura mas adecuada, sea esta centralizada o descentralizada [8,9]. La arquitectura centralizada es basada en la utilización de CLP (Controladores Lógicos Programables), donde son centralizadas o concentradas todas las informaciones adquiridas por los dispositivos sensores, accedidos por medio de los IHM's (Interfase Hombre Máquina). En cambio en la arquitectura descentralizada estas informaciones son distribuidas, que dependiendo de la aplicación, inclusive en forma individual para cada sensor, en los diferentes Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs).

En la Tabla IV es presentada una comparación de las principales ventajas y desventajas de la arquitectura centralizada y descentralizada. También puede ser apuntada como desventaja adicional de la centralizada el elevado costo de piezas de repuesto y



Comité
Nacional
Paraguayo

Unión de
Ingenieros
de la ANDE



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE 13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010

mantenimiento, pues los CLP y IHM requieren conocimientos específicos de electrónica, eléctrica y programación informática, no siempre disponible a los profesionales de mantenimiento de equipos de alta tensión.

Además debe llevarse en consideración que el CLP, por estar basado en el mismo concepto de una computadora industrial, su ciclo de vida no es compatible con los equipos y accesorios de la subestación, como es el caso del transformador, provocando muchas intervenciones para mantenimiento, actualización, up-grade y reparos.

Con base a esta discusión, los autores consideran que la arquitectura centralizada no es la mejor solución para sistemas de energía de alta confiabilidad, visto la aplicación de CLPs no es la más adecuada para sistemas de monitoreo de equipos de subestaciones de alta tensión, a pesar de tener amplia utilización y presentar buen desempeño en aplicaciones industriales. En ese sentido la arquitectura descentralizada o distribuida es la más adecuada visto que además de presentar las grandes ventajas apuntadas, es más económica y confiable, además de permitir la expansión del sistema de monitoreo para otros equipos de la subestación, con relativa facilidad.

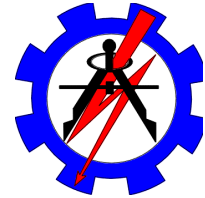
Tabla IV. Arquitectura centralizada versus descentralizada

Arquitectura Centralizada	Arquitectura Descentralizada
Sistema centralizado – el CLP concentra las informaciones de todos los sensores y las envía al próximo bloque del sistema de Monit.	Sistema descentralizado, donde los sensores son IED's (<i>Intelligent Electronic Devices</i>) que envían las informaciones directamente al próximo bloque.
Sistema centralizado, expansiones y mantenimientos más difíciles.	Sistema naturalmente modular, facilitando expansiones y mantenimiento.
Los sensores deben que ser dedicados a conexión al CLP, causando eventuales duplicaciones de sensores y costos adicionales en sistemas de monitoreo.	IED's ya existentes en los sistemas de control y protección pueden ser integrados a los sistemas de monitoreo y adquisición de datos, evitando costos de sensores adicionales.
El elemento centralizador (CLP) tiene costos adicionales de instalación/mantenimiento.	No existe el elemento centralizador, con lo cual son eliminados costos adicionales.
Falla en el CLP puede acarrear la pérdida de todas las funciones del sistema.	Falla en un IED acarrea pérdida sólo de parte de las funciones – demás IED's permanecen en servicio.
El elemento centralizador (CLP) es un punto de falla adicional para el sistema	No existe el elemento centralizador, eliminándose así un posible punto de falla.
Temperatura de operación máxima del CLP típica 55°C. Instalación no indicada en trafos	Temperatura de operación -40 a +85°C, adecuados para instalación externa en transformadores
Instalación recomendada en la sala de control, que implica gran cantidad de cables de interconexión con el patio.	Instalación típica junto al equipo principal, sólo comunicación serial (par-trenzado o fibra óptica) para interconexión con la sala de control.
Nivel de aislación típico 500V – no adecuado para subestaciones de alta tensión.	Nivel de aislación típico 2,5kV – proyectado para el ambiente de subestaciones de alta tensión.
Puertas de comunicación serial no soportan los picos, impulsos e inducciones existentes en la subestación, obligando al uso de fibra óptica con alto costo de instalación.	Puertas de comunicación serial proyectadas para el ambiente de subestación, permitiendo el uso de par-trenzado – bajo costo de instalación. Uso opcional de fibra óptica.
Generalmente operan con protocolos de comunicación industriales.	Protocolos de comunicación específicos para utilización en sistemas de potencia.



*Comité
Nacional
Paraguayo*

*Unión de
Ingenieros
de la ANDE*



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE **13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010**

5. CONSIDERACIONES Y CONCLUSIONES

Se puede concluir que los sistemas de monitoreo en general no reúnen aun la confiabilidad necesaria a punto de sustituir totalmente las rutinas de mantenimientos preventivos periódicos, practicadas por la mayoría de las empresas del sector eléctrico.

Para elevar la eficiencia en la detección de fallas incipientes, se hace necesario implementar sistemas de monitoreo, que además de concentrar y almacenar todas las informaciones realmente necesarias, sean capaces de aumentar la confiabilidad de los diagnósticos, pronósticos y recomendaciones que permitan, detectar en tiempo hábil las fallas incipientes y tomar las acciones necesarias para evitar la evolución de las mismas a fallas catastróficas. En ese sentido, se deben adoptar acciones para aumentar la confiabilidad de los sistemas de monitoreo, tales como:

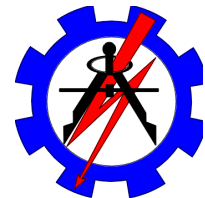
- Mantener actualizada la base de datos, que además de los parámetros adquiridos en forma *on line*, debe contener todas las informaciones adicionales necesarias para la emisión de diagnósticos, como ser: datos de proyecto, resultado de los ensayos de aceptación en fábrica, familia a la que pertenece, edad, parámetros físicos, químicos, eléctricos, mecánicos y térmicos de las condiciones de operación del transformador.
- Mantener un banco de datos del histórico de fallas, confiable y actualizado con las informaciones adecuadas incluyendo las formas y causas de fallas para un análisis estadístico rápido y eficaz.
- Aplicar técnicas como la correlación de variables, utilización de códigos de control de errores y la introducción de redundancias, en los niveles considerados necesarios.
- Implementar la arquitectura descentralizada de modo a consolidar todas las ventajas ofrecidas.
- Elaborar Softwares para análisis de datos basados en el conocimiento a profundidad de cada parámetro adquirido y su comportamiento en el equipo monitoreado.
- Completar, enriquecer y validar los diagnósticos emitidos por la técnica de DGA, por medio del análisis criterioso de las causas y formas de fallas, realizadas durante las inspecciones que anteceden al reparo en fábrica, tarea extremadamente difícil visto que en dependencia del tipo y las consecuencias de la falla, por ejemplo cuando acompañadas de explosión e incendio, no siempre es posible llegar a una conclusión.

Finalmente los autores consideran que para el aumento de la eficiencia es necesaria, además de estas consideraciones, una integración de los principales recursos disponibilizados por el sistema de monitoreo y el sistema de control y supervisión de la operación de los transformadores. Sin embargo, alertan que la integración debe ser realizada en forma gradual, con el principal objetivo de, con base al desempeño observado, introducir los ajustes, mejoras o correcciones necesarias hasta alcanzar la confiabilidad deseada.



*Comité
Nacional
Paraguayo*

*Unión de
Ingenieros
de la ANDE*



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRE
13, 14, y 15 DE OCTUBRE DEL 2010

5. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Bechara, R., Ferreira Brandão Jr. A. Identificação dos Principais Tipos de Falhas em Transformadores de Potência - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XX SNTPEE, 22 a 25 de Novembro de 2009. Recife - PE
2. Dietrich, W. CIGRÉ Working Group 05. *An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service*. ELECTRA, Nº 88/1983.
3. Medina, M. C. Falhas em transformadores de potência: Uma contribuição para análise, definições, causas e soluções dissertação de Mestrado Universidade Federal de Itajubá – Itajubá-MG- Brasil, 2002.
4. Velázquez, E. C.; Díaz Mora, N., Pistas alternativas al análisis de DGA para el diagnóstico de fallas de transformadores de potencia. Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE - XI ERIAC, 2005, Hernandarias-Paraguay.
5. Mendes, J.C. Sistemas de monitoramento de Buchas – ABB Asea Brown Boveri. Divisão de Transformadores – Guarulhos – SP- Brasil – 2008.
6. Velázquez, C.E. - Aplicação de Ontologia e Sistema Especialista para Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência - Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC - Brasil, Novembro 2003.
7. Scaquetti, D. W. y Pelogia, T.H.R Confiabilidade em Sistemas de Monitoramento On-Line de Transformadores - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XX SNTPEE, 22 a 25 de Novembro de 2009, Recife – PE – Brasil.
8. Lavieri Jr., Hering A. Novos Conceitos em Sistemas de Energía de Alta Confiabilidade, Encarte Especial Siemens Energía, www.siemens.com.br.
9. Vasconcellos, V., Alves, M. Especificación de Sistemas de Monitoreo On-line para Transformadores de Potencia Basados en una Arquitectura Descentralizada, Cigré *International Technical Colloquium* – SCA3, Sept/2007.