

INSPECCIÓN EN SERVICIO DE TUBERÍAS BASADA EN EL RIESGO

K. BALKEY - N. CLOSKY - S. FOWLER

Una situación de "doble ganancia" es la frase empleada tanto por las empresas eléctricas como por la 'Nuclear Regulatory Commission' (NRC) de los EE.UU. para describir los resultados de la Aplicación de los Métodos Basados en Riesgo al Programa de Tuberías En Servicio del Grupo de Propietarios de Westinghouse (WOG). Mientras que continua la revisión técnica por la NRC del informe monográfico del WOG y de la presentación de la aplicación piloto de la Unidad 1 de Surry de Virginia Power, los beneficios son claros: una combinación ganadora de un número reducido de inspecciones, especialmente de las tuberías del circuito primario, un nivel reducido de exposición acumulativa a la radiación, y un mayor enfoque en los segmentos de tuberías relacionados con la seguridad.

Los resultados de la aplicación de la tecnología de Inspecciones basadas en la Probabilidad de Riesgo al Programa de Inspección en Servicio de Tuberías, del Grupo de Propietarios de Centrales Westinghouse (WOG), han sido descritos por las empresas eléctricas y por la "Nuclear Regulatory Commission" de los Estados Unidos (NRC) como exitosos. Mientras que la NRC continúa su revisión técnica del informe del WOG y de la presentación de la aplicación piloto en la Central Nuclear de Surry Unidad 1, los beneficios son evidentes: una disminución importante del número de inspecciones, particularmente de las tuberías del sistema primario, una menor exposición a las radiaciones y una mayor atención hacia aquellos tramos de tubería relacionados con la seguridad.

ANTECEDENTES: EL ENFOQUE DE LA INSPECCIÓN TRADICIONAL

Las inspecciones en servicio tienen como objetivo principal el disminuir la probabilidad de que ocurran fallos estructurales. El fin perseguido por los programas de inspección en servicio (ISI) de las centrales nucleares es el de detectar aquellas condiciones, como indicaciones de fisuras que preceden a las fugas y roturas, que violan los principios de integridad de la barrera de presión de la planta. Las inspecciones se realizan normalmente de acuerdo con

los requerimientos del "ASME Boiler and Pressure Vessel Code". La mayoría de los requisitos de las inspecciones están basados en la experiencia anterior y en fundamentos tecnológicos, y solo consideran de manera implícita la información basada en la probabilidad de riesgo, tal como la probabilidad de fallo y sus repercusiones en el propio material, en la operación y en las condiciones de cargas.

EL ENFOQUE DE LA INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO

La tecnología para la evaluación basada en el riesgo de los sistemas y sus componentes se ha desarrollado rápidamente en las dos últimas décadas, coincidiendo con el desarrollo de las técnicas de inspección y de los métodos para la evaluación de la fiabilidad estructural de los componentes. La mayoría de las centrales nucleares del mundo han llevado a cabo el Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) inicial, el cual estima la frecuencia de los daños al núcleo, los grandes escapes radiactivos iniciales fuera de la contención y otros riesgos. Esto permite el poder elegir entre varios programas de inspección basados en una evaluación cuantitativa del riesgo asociado con el fallo de un componente, incluyendo los costos asociados con la inspección y con el propio fallo. Tanto la probabilidad como las consecuencias del fallo de un componente son considerados a la hora de

la evaluación del riesgo, y los programas de inspección pueden formularse basándose en la gestión de estos riesgos y en los costos asociados.

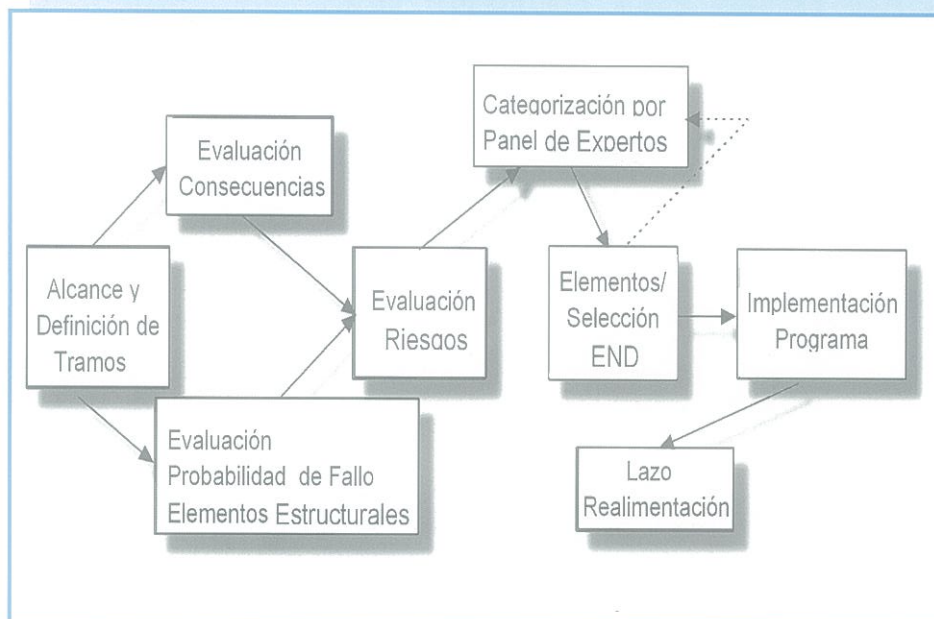
Para canalizar estos esfuerzos de la industria y mejorar la seguridad, la US NRC ha desarrollado un marco regulador para la aplicación de estas técnicas. A finales de 1997, publicó un borrador de la guía reguladora DG-1063 sobre la ISI basada en el riesgo. Como resultado de la comunicación continua entre el WOG y la NRC, el programa ISI basado en el riesgo desarrollado por el WOG se ajusta perfectamente a los requerimientos y recomendaciones de la NRC.

EL PROGRAMA DEL WOG PARA LA INSPECCIÓN EN SERVICIO BASADO EN EL RIESGO

El programa ISI basado en el riesgo, desarrollado por el WOG, pone el acento en la identificación, utilizando un proceso basado en el riesgo, de las zonas que deben inspeccionarse. Es un estudio detallado dentro del marco del Code Case N-577 del ASME.

El proceso ISI basado en el riesgo incluye los siguientes pasos (ver figura 1):

- Identificación de las tuberías que deben considerarse - Incluyendo aquellos sistemas de la central que han sido modelados en el APS y que son considerados de alto riesgo a efectos de la "US



Maintenance Rule" así como los del programa vigente según la Sección XI del Código ASME.

- Definición de los tramos de tubería - Dividiendo los sistemas considerados en tramos de tubería para los cuales un fallo en cualquier punto de su trazado ocasionaría las mismas consecuencias.
- Evaluación de las consecuencias de los fallos de la tubería - Determinando las consecuencias tanto directas (fallo del tren que contiene el tramo de tubería) como indirectas (inundación, latigazo, etc.).
- Evaluación de la probabilidad de fallo de la tubería - Estimando la probabilidad relativa de fallo de los componentes y utilizando el modelo de Fiabilidad Estructural / Evaluación de Riesgos (un código desarrollado por Westinghouse, para ordenadores personales, que ha sido validado con éxito frente a los códigos de laboratorio).
- Evaluación del Riesgo - Calculando la importancia relativa de cada tramo, en base al impacto sobre la frecuencia de los daños al núcleo y de los grandes escapes radiactivos iniciales (con el Valor de la Reducción de Riesgo como medida clave).
- Categorización por un panel de expertos - Determinando, para cada segmento, la importancia del riesgo final, utilizando un proceso similar al de la "Maintenance Rule" y mediante una mezcla de elementos probabilísticos y determinísticos.
- Selección de Ensayos No Destructivos (END) de los Elementos Estructurales - Eligiendo las soldaduras que deben inspeccionarse, basándose tanto en la magnitud del riesgo como en la probabilidad de fallo. El número mínimo de soldaduras

en tramos de alta seguridad que deben ser inspeccionadas se determina por medio de una técnica de muestreo estadístico llamado modelo Perdue (en honor al Dr. Robert Perdue del Science and Technology Center de Westinghouse)

- Implementación del Programa ISI Basado en el Riesgo - Revisando el programa ISI de la planta y los documentos, procedimientos y programas de trabajo asociados.
- Lazo de Realimentación - Se verifica la efectividad del programa y se evalúan impactos tales como los cambios en el diseño de la central, experiencia industrial, cambios en los modelos APS.

Una versión anterior del proceso arriba descrito fue aplicada en la Unidad 3 de Millstone, un reactor de agua a presión (PWR) de cuatro lazos diseñado según los requerimientos de la Sección III del Código ASME. El proceso ha sido mejorado desde entonces mediante una aplicación piloto del WOG en la Unidad 1 de la Central Nuclear de Surry, un PWR de tres lazos de diseño anterior a la Sección III del Código

ASME. El proceso ha ido evolucionando considerablemente para ajustarse a las nuevas directrices reguladoras de la NRC, utilizando el APS para mejorar la toma de decisiones, sin embargo los estudios de aplicación en ambas centrales han ido arrojando resultados coherentes. Es evidente que este proceso puede igualmente aplicarse a los reactores de agua en ebullición.

RESULTADOS DEL PROGRAMA PILOTO

Después de la aplicación del proceso de evaluación de riesgos, incluyendo la revisión por el panel de expertos, se determinó que 96 tramos de tubería eran de gran relevancia para la seguridad en Millstone 3 y 117 segmentos tenían esa misma categoría en Surry 1. Comparando los elementos estructurales de tubería que se recomendó inspeccionar con ensayos no destructivos (END) en el programa ISI basado en el riesgo con aquellos que debían inspeccionarse según la Sección XI del Código ASME, se observa que con el programa basado en el riesgo el número de inspecciones es mucho menor. En Millstone 3, el programa basado en el riesgo recomienda 107 inspecciones por END contra 753 inspecciones requeridas por la Sección XI del Código ASME, y para Surry 1 se sugieren 137 inspecciones por END contra las 385 requeridas por el Código ASME. Ambos estudios muestran que el número de inspecciones puede reducirse significativamente en el caso del circuito de refrigeración del reactor (80 % para la Central Nuclear de Surry 1) y que sin embargo deberían realizarse algunas inspecciones más en los sistemas de Clase 2 y 3, tales como el de agua de alimentación principal, agua de alimentación auxiliar y varios más relacionados con el diseño particular de cada planta. En Surry 1, se recomienda incluso realizar 12 inspecciones por END en tramos no-clase de tres sistemas. Los programas también ponen en evidencia una reducción importante de la exposición a las radiaciones en ambas unidades, con un ahorro aproximado de 60 a 75 Rem por cada

Central	Número actual de inspecciones 1	Ensayos ISI basados en el riesgo 2	% de reducción	Rem ahorrados en 10 años
Millstone 3	753	107	86 %	75
Surry 1	385	136	65 %	60

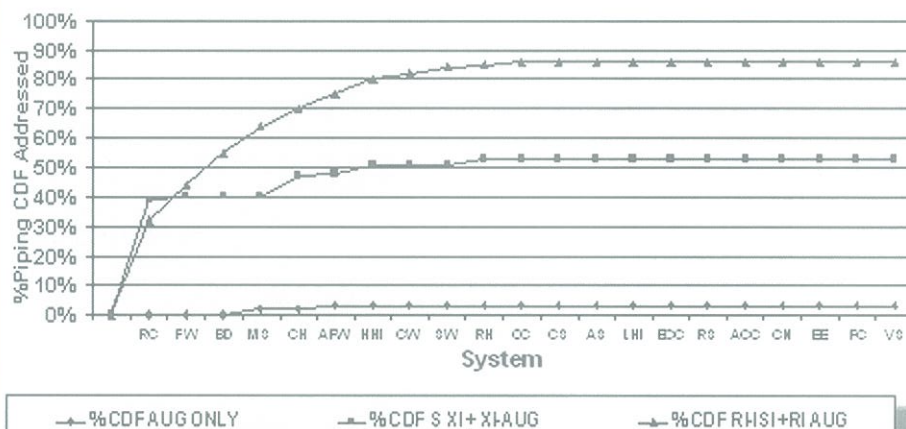
Notas: 1) La mayoría de las inspecciones son en líneas de Clase 1 y las restantes en líneas de Clase 2
2) Más del 50 % de las inspecciones son en líneas de Clase 1 y el resto de las inspecciones en líneas de Clase 2, 3 y no-clase

FII - Resultados de las ISI basadas en el riesgo en las centrales piloto

intervalo de inspección de 10 años. Estos resultados se resumen en la Figura II.

Esta reducción considerable del número de inspecciones se puede lograr al mismo tiempo que se obtiene una reducción del riesgo asociado con la integridad de la barrera de presión, tanto en términos de la frecuencia de daños al núcleo como de la frecuencia de grandes escapes radiactivos iniciales. Así lo demuestran los cálculos detallados hechos para la Central Nuclear de Surry Unidad 1. (Ver figura III). Incluso considerando el impacto de la posible intervención de los operadores para recuperarse de los eventos de fallos en las tuberías, no cambia este resultado positivo. En Surry 1, para cumplir con los principios de defensa en profundidad y para conservar márgenes suficientes de seguridad, se han mantenido algunas de las inspecciones que se realizan normalmente en el circuito de refrigeración del reactor. Por otro lado, se ha recomendado realizar inspecciones en 10 tramos de poca relevancia para la seguridad para mantener una posición de riesgo neutral en los sistemas de respuesta inmediata tales como el de rociado de la contención y el de inyección de seguri-

F III - Surry 1 Comparación de la Frecuencia de Daños al Núcleo (CDF) a nivel de sistemas



dad y reducir también el riesgo en los sistemas que tienen una contribución importante en el riesgo total.

Los estudios han sido realizados por separado para ambas centrales y muestran que los costos asociados a la puesta en marcha de los programas ISI basados en el riesgo pueden ser recuperados en un plazo de uno o dos años después de su implementación, dependiendo del tamaño y de la

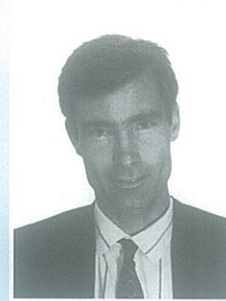
antigüedad de la planta. Dado que los efectos del envejecimiento se evalúan directamente en el proceso utilizando el modelo de fiabilidad estructural/ evaluación de riesgo, el uso de esta tecnología para definir los programas de gestión de vida y la inspección asociada de sistemas de tuberías, como parte de los programas de extensión de vida, puede proporcionar beneficios adicionales importantes.



Ken BALKEY
trabaja como ingeniero principal en el grupo de "Gestión de Vida" de Westinghouse. Preside el Comité de Investigación de ASME para la Tecnología Basada en el Riesgo y ha sido clave en el desarrollo de los programas basados en el riesgo del Grupo de Propietarios de Centrales Westinghouse, tales como integridad, pruebas e inspección en servicio de los internos de la vasija. Tiene la licenciatura y un master en ingeniería mecánica.

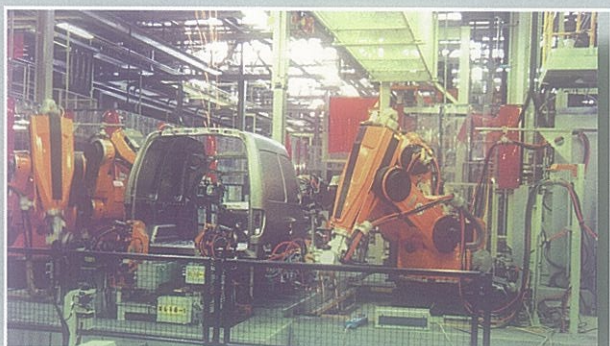


Nancy CLOSKY
trabaja como ingeniero supervisor en el grupo de "Evaluación de Fiabilidad y Riesgo" de Westinghouse. Es miembro del Comité Principal de ASME para la Operación y Mantenimiento y ha dirigido los programas del Grupo de Propietarios de Centrales Westinghouse relacionados con las Pruebas e Inspecciones Basadas en el Riesgo. Previamente dedicó sus esfuerzos al desarrollo de programas de inspección específicos para varias centrales, que sirvieron para el Análisis Probabilístico de Seguridad. Es licenciada en ingeniería química, tiene un master en ingeniería nuclear así como la certificación de ingeniero de fiabilidad por el ASQ.



Steve FOWLER
dirige el grupo de "Evaluación de Fiabilidad y Riesgo" de Westinghouse en Pittsburgh, Pennsylvania. Es licenciado en matemáticas aplicadas e informática y tiene más de veinte años de experiencia en ingeniería nuclear. Está diplomado por la US NRC para adiestrar a operadores senior de reactores y es miembro del panel de expertos de la "Maintenance Rule" de Comanche Peak.

**Empresa Líder en Mantenimiento y Montajes Industriales,
perteneciente a DRAGADOS INDUSTRIAL, S.A.**



MANTENIMIENTO

- MECÁNICO
- ELÉCTRICO
- ROBÓTICA
- INSTRUMENTACIÓN
- ANALIZADORES



MONTAJES

- PROYECTOS LLAVE EN MANO
- EQUIPOS
- TUBERÍAS
- ESTRUCTURAS



FABRICACIÓN

- MAQUINARIA
- RECIPIENTES A PRESIÓN
- INTERCAMBIADORES

**Nuestra fuerte potencialidad nos permite presentar
una amplia y diversificada cartera de referencias en todos los Sectores Industriales
tanto a nivel Nacional como Internacional**

MONITORIZACIÓN & DIAGNÓSTICO Y MANTENIMIENTO

E.L. CRANFORD - N.P. MUELLER - T.A. KOZLOSKY

La tendencia mundial hacia la liberalización de la generación de energía eléctrica está presionando a las empresas eléctricas a mejorar la eficiencia comercial de las centrales en operación mediante el aumento de la disponibilidad, la reducción de las paradas no programadas, la eliminación del mantenimiento innecesario, y el desarrollo de nuevas estrategias de operación y mantenimiento más eficientes. Esta presión está ampliando y acelerando las iniciativas de reducción de costes de operación y mantenimiento (OyM).

La necesidad de reducir costes y a la vez mantener unos altos niveles de disponibilidad ha dejado anticuada la anterior práctica normal de realizar mantenimiento "rutinario", sea o no necesario. En su lugar, las tecnologías modernas, como las Inspecciones basadas en el Riesgo Probabilístico (PRI) y las Pruebas basadas en el Riesgo Probabilístico (PRT), permiten reducir las horas-hombre necesarias para las inspecciones y pruebas sin perjudicar la fiabilidad. Se puede mejorar aún más la fiabilidad mediante el uso de la modelación de simulación activa de los mecanismos de degradación tales como la vibración, corrosión y fatiga.

En este artículo, se expone la forma en la que se aplican estas nuevas ciencias y tecnologías de MyD a las operaciones de la central y a las actividades de mantenimiento. Se describe con detalle la aplicación de una tecnología específica de MyD a las centrales nucleares, así como un modelo que permite organizar la enorme cantidad de información procedente de la aplicación de las tecnologías MyD de forma que tenga sentido sin necesidad de gestión por parte de los especialistas. También hay una discusión del papel que desempeña la integración en el aprovechamiento de toda esta información, de modo y para fines que anteriormente resultaban imposibles o requerían demasiado tiempo o recursos para poder considerarlos.

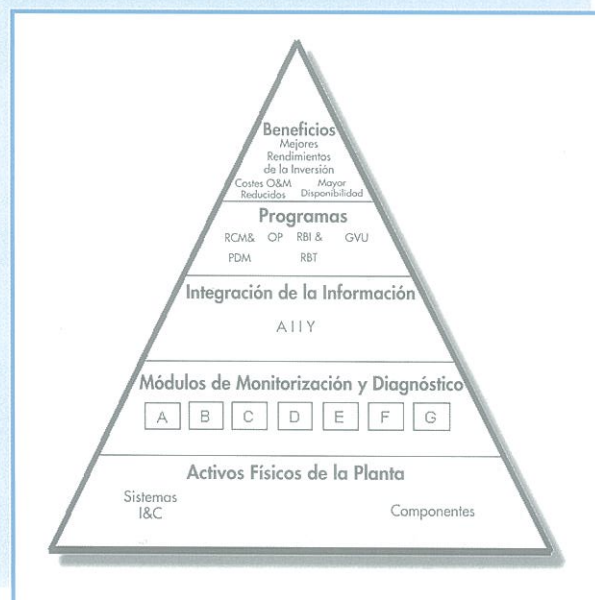
INTRODUCCIÓN

La tendencia generalizada hacia la desregulación del sector eléctrico está obligando a las empresas productoras a mejorar el rendimiento económico de las centrales en operación incrementando su eficacia, reduciendo las paradas no programadas, eliminando el mantenimiento innecesario y desarrollando nuevas estrategias de mantenimiento y operación más eficientes. Esta presión está impulsando y acelerando la puesta en marcha de programas de reducción de costes de operación y mantenimiento (O&M). Las necesidades de reducir los costos, mientras se mantienen altos niveles de disponibilidad, ha dejado obsoleta a la que fuera una vez práctica regular de realizar mantenimientos de "rutina" fueren o no necesarios. En su lugar, las tecnologías modernas tales como las Inspecciones basadas en la Probabilidad de Riesgo ("Probabilistic Risk based Inspections" - PRI) y las Pruebas basadas en la Probabilidad de Riesgo ("Probabilistic Risk based

Testing" - PRT) están reduciendo las horas-hombre necesarias para las inspecciones y pruebas sin sacrificar la fiabilidad. Esta puede incluso ver-

se mejorada por la utilización de modelos de simulación activa de algunos mecanismos de degradación como pueden ser las vibraciones, la corrosión y la fatiga. Basándose en los datos de la central, los modelos de simulación activa proporcionan información acerca del estado del equipo para ser utilizada como dato de entrada en los procesos PRI y PRT. Los modelos de simulación activa son solo una de las tecnologías de monitorización y diagnóstico que se utilizan para obtener el máximo rendimiento de la inversión, sin sacrificar la seguridad o la calidad. Este artículo trata de como se aplican estas nuevas tecnologías de monitorización y diagnóstico a las actividades de operación y mantenimiento de las centrales. Se describe, con cierto detalle, la aplicación específica de esta tecnología a las centrales nucleares así como un modelo que organiza la gran cantidad de información proveniente de esta aplicación, para que tenga sentido y pueda ser utilizada sin que sea necesario recurrir a especialistas. También se discute el papel importante que juega la integración de toda esa información

FI - Optimización de mantenimiento.



para evitar que su utilización consuma demasiado tiempo o recursos.

PRÁCTICAS DE MANTENIMIENTO

En los últimos 100 años, las estrategias de mantenimiento, que pueden ser agrupadas en cuatro áreas principales, han ido evolucionando. Está la estrategia "Árréglo cuando se rompa / No haga nada" o estrategia (FIB), del inglés "Fix when it Breaks". La estrategia FIB solo funciona cuando se trabaja con equipos baratos que no afectan a la disponibilidad ni a la seguridad y que tienen una baja tasa de fallos. En el otro extremo, está el "Programa de Mantenimiento Preventivo" o estrategia (PMS), del inglés "Preventive Maintenance Scheduling", que consiste en reparaciones, sustituciones y programas de inspección planificados. Estos programas se desarrollan independientemente de las condiciones reales del equipo considerado. Un derivado avanzado de la estrategia PMS es el Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad o estrategia (RCM), del inglés "Reliability-Centered Maintenance". La estrategia RCM incorpora la experiencia real de fallos en la industria así como la información de diseño sobre los puntos débiles para optimizar el programa de mantenimiento preventivo.

La optimización se alcanza reduciendo el exceso de actividades de reparación / sustitución y optimizando aquellas reparaciones y sustituciones que realmente sean necesarias. Finalmente, existe el Mantenimiento Predictivo o estrategia (PDM), del inglés "Predictive Maintenance". La estrategia PDM se ha popularizado debido principalmente a la eficacia de las tecnologías de monitorización y diagnóstico en tiempo real que pueden medir o estimar el estado del equipo. Esta información puede ser utilizada para optimizar, aún más si cabe, las reparaciones, sustituciones y programas de inspección. Estos programas deben basarse en un software de integración que ayude a organizar y reducir el gran volumen de información producido por las tecnologías de monitorización y diagnóstico

LA SOLUCIÓN DE MONITORIZACIÓN Y DIAGNÓSTICO (ALLY)

ALLY es la piedra angular del sistema de monitorización y diagnóstico de Westinghouse (Figura I). Recibe información de los módulos de monitorización (A, B, C, etc. en la Figura I) que describen el estado de los equi-

pos, componentes y sistemas. ALLY también recibe información del ordenador de planta que describe el estado de la operación en curso de la central (caudal, presión, temperatura, etc.). ALLY integra la información apropiada y la prepara en la forma y formato adecuados para su análisis y presentación (Figura 2). Dependiendo de los objetivos seleccionados para el diseño del sistema de monitorización y diagnóstico, la información se compila en matrices de estado y tendencias que se evalúan utilizando sistemas y metodologías especializados. Finalmente, cuando las condiciones lo requieren, ALLY hace recomendaciones que presenta en forma de alarmas e instrucciones de actuación. ALLY está específicamente diseñado para permitir un acceso rápido y fácil a todas las informaciones utilizadas en su toma de decisiones y al proceso de elaboración de las recomendaciones (Figura II).

El historial de estado y las tendencias de funcionamiento de los componentes y equipos controlados por ALLY son elementos clave para la toma de decisiones en cualquier programa dirigido a reducir los costos de operación y mantenimiento (O&M) o a maximizar la disponibilidad de la central. Sirvan como ejemplo los programas de Optimización de Paradas (OP), de Gestión de Vida Útil (GVU) y de Inspección Basada en el Riesgo (RBI).

Un objetivo base de ALLY es maximizar la utilización de equipos, minimizar los mantenimientos innecesarios y evitar los fallos que pudieran ocasionar paradas no programadas. Cuando se le acopla un software de gestión de documentación y de ordenes de trabajo, puede jugar un papel importante en la reducción de los costos asociados con la gestión administrativa de las actividades de mantenimiento.

Basándose de manera automática en el diagnóstico de ALLY, el software de gestión puede suministrar los planos, procedimientos y lista

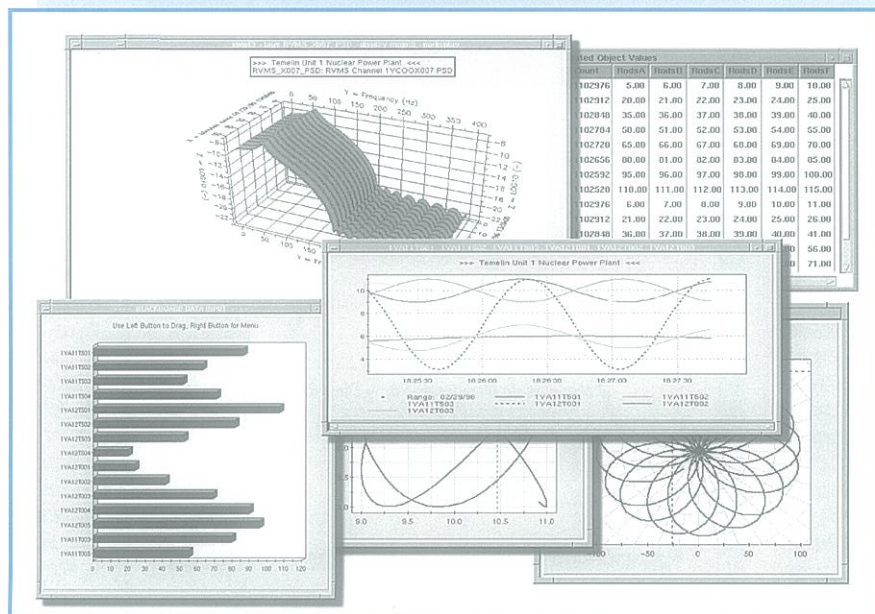
de herramientas y repuestos necesarios. Adicionalmente, el software puede preparar órdenes de trabajo y permisos (protección contra el fuego, acceso a espacios confinados, etc.) para la definición y planificación de los recursos. Cuando se termina una actividad, el software puede producir un informe de cierre de los trabajos incluyendo la duración de los trabajos, las dosis acumuladas, etc. y, si se desea, puede incluso generar las ordenes de compra necesarias para la reposición de los repuestos utilizados. La tecnología incorporada en ALLY, basada en ordenadores modernos, ofrece una mejora importante en todos los aspectos del proceso de mantenimiento y permite una reducción considerable de los costos asociados.

- Se automatiza la vigilancia reduciendo la necesidad de mano de obra. Se obtienen datos más exactos y completos que son compilados para su fácil acceso y almacenamiento.
- El análisis continuo de los datos de operación permite elaborar recomendaciones de mantenimiento tempranas y más exactas al mismo tiempo que se reduce la necesidad de disponer en la central de expertos de alto nivel. Los parámetros de control permiten confirmar de inmediato el éxito del mantenimiento que se ha realizado.
- Se reducen las necesidades de personal de apoyo para la planificación, programación, inventarios, mantenimiento, delineación, procedimientos, repuestos, recuperación de herramientas, etc.
- La preparación de documentos, antes y después de la actividad de mantenimiento, puede ser automatizada y los requerimientos de retención de documentación pueden realizarse de manera automática y consistente.

El sistema representado en la Figura III parece sugerir que un sistema de monitorización y diagnóstico

diseñado para reducir los costos de O&M tiene que ser importante y por lo tanto caro. Esto es falso. Un sistema de monitorización y diagnóstico exitoso puede iniciarse con un solo módulo (como el Controlador de Eventos Térmicos de Westinghouse - WESTEMS) que cumple con un conjunto limitado de objetivos. La clave para el éxito global y la maximización de beneficios es disponer de una arquitectura de sistema (tal como el sistema ALLY

F II - La presentación de los datos juega un papel importante en la optimización de los programas de Monitorización y Diagnóstico.



mostrado en la figura III) que permita su crecimiento mediante la incorporación de nuevos módulos y programas. El sistema puede incluir módulos de obtención y procesamiento de datos especializados que generalmente no forman parte de los sistemas tradicionales de I&C orientados al control pero cuya utilidad ha sido demostrada. Como ejemplo de sistemas aplicados podemos identificar los siguientes:

- Monitorización de vibraciones de la bomba del refrigerante del reactor
- Monitorización sísmica
- Monitorización de piezas sueltas
- Monitorización acústica de fugas
- Monitorización de fugas por humedad
- Monitorización de vibraciones del reactor
- Monitorización de tensiones y fatiga de los materiales
- Monitorización del desplazamiento de los equipos
- Monitorización del sistema de accionamiento de los mecanismos de las barras de control
- Monitorización de válvulas

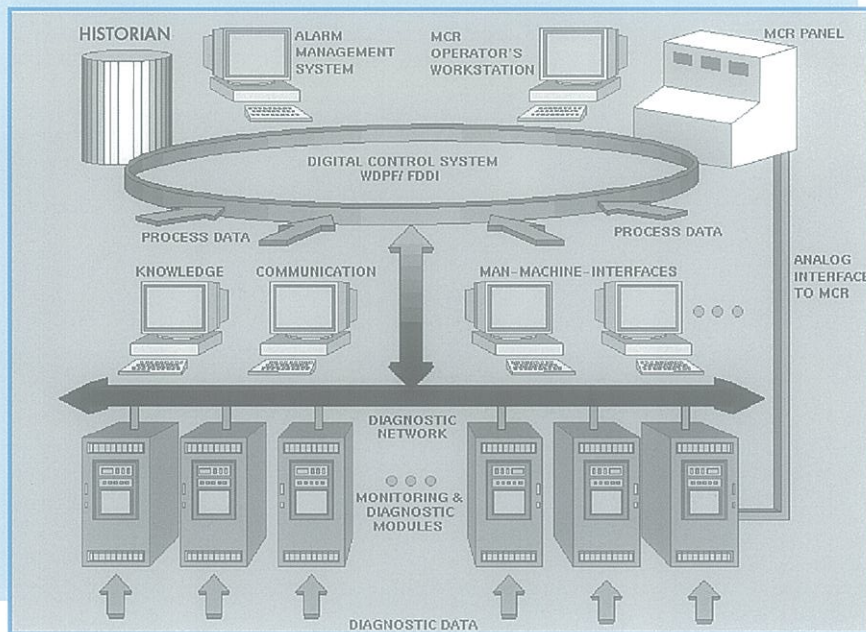
La información de la diagnosis procedente de todos los módulos se resume y se presenta gráficamente por medio del interfaz gráfico para usuarios del sistema ALLY. Este interfaz gráfico intenta mostrar la información con el suficiente nivel de detalle para permitir al usuario un análisis y verificación adecuados sin que por otro lado resulte excesiva y de difícil utilización.

CONSIDERACIONES DE COSTOS

Muchos módulos de monitorización y diagnóstico pueden actuar como sistemas autónomos, provistos de obtención de datos, procesamiento, interpretación e interfaces para el usuario. Normalmente, estos módulos justifican su costo por sí mismos. La aplicación de las tecnologías de diagnóstico y monitorización reduce los costos puesto que reduce las necesidades globales de mano de obra y suministra información sobre el estado del sistema y sus componentes que respalda los programas de reducción de mantenimiento.

Las reducciones de costo pueden obtenerse integrando actividades similares o relacionadas en un proceso simple. Un ejemplo de este tipo de integración es el Sistema de Control de Eventos Térmicos WESTEMS. Este módulo integra las siguientes actividades en un proceso único:

F III - La arquitectura del sistema es clave para su expansión futura.



- Análisis de la integridad estructural cuando han ocurrido eventos inesperados
- Recuento de los transitorios incluidos en las especificaciones técnicas
- Monitorización de la estratificación térmica NRCB-88-08

WESTEMS reduce los costos generales asociados con los programas administrativos basados en procedimientos que hacen el recuento de los transitorios incluidos en las especificaciones técnicas y la monitorización de la estratificación térmica NRCB-88-08. Adicionalmente, el sistema suministra apoyo tecnológico automatizado para los eventos que excedan los límites de calentamiento y enfriamiento indicados en las especificaciones técnicas. Los efectos sinérgicos de la integración consisten en un mayor nivel de conocimiento acerca de los transitorios que afectan al SNGV y un tiempo de respuesta más rápido para el análisis y la justificación técnica de esos eventos, mientras se reduce la mano de obra requerida para estas tareas. Los sistemas automatizados realizan el seguimiento e identificación de los transitorios de manera mucho más eficaz que cualquier programa manual basado en procedimientos. El módulo rastreará automáticamente todos los transitorios térmicos que afectan al SNGV determinará si están cubiertos por las bases de diseño existentes y, de ser así, determinará para que transitorio se dispone de un evento menos. Además, el módulo realizará automáticamente un análisis de la integridad estructural según la Sección XI del Código ASME, Apéndice E. Los resultados de todos los diagnósticos están inmediatamente disponibles para que los ingenieros puedan utilizarlos y justificar el continuar con la operación normal de la central. El beneficio de la automatización es aún más notorio cuando ocurre algún incidente que hace que se excedan los límites de calentamiento o enfriamiento indicados en las especificaciones técnicas en relación con la

vasija del reactor. El tiempo de respuesta, en casos como éste, es crítico porque la ingeniería debe analizar la integridad estructural de la vasija y determinar si la central puede continuar funcionando o si se debe pararla. Los tiempos normales de respuesta en estos casos oscilan entre las 4 y 24 horas, mientras que con un sistema automatizado los análisis están disponibles inmediatamente para poder justificar el continuar con la operación de la planta, en el caso de que el resultado sea positivo.

El módulo WESTEMS también realiza análisis ASME de fatiga de los componentes de

acuerdo con los criterios de la Sección III del Código ASME. La información obtenida con estos análisis puede ser utilizada para la evaluación del estado general de dichos componentes cuando se implementan programas PRI, PRT o GUV. Este tipo de información ha sido particularmente útil para identificar zonas sometidas a condiciones adversas de carga que han afectado de manera muy negativa a la vida del material. Como ejemplo, en una central donde se realizaban controles de fatiga automatizados, se detectaron, en las líneas de agua de alimentación, unos daños anormales causados por la fatiga. En base a las estimaciones de fatiga presentadas por el sistema, se programaron inspecciones durante la parada para recarga. Durante la inspección, se encontraron grietas en las tuberías de agua de alimentación que se repararon inmediatamente. En este caso, la monitorización de la fatiga permitió identificar y reparar la tubería en condiciones programadas, evitando así una posible parada imprevista con el consiguiente ahorro, si se consideraran los costos de sustitución de la energía durante una parada no programada.

Con la ayuda de un software de gestión del mantenimiento automatizado y la utilización de varios módulos de monitorización y diagnóstico, el ahorro puede ser muy importante. La eficacia de la operación y mantenimiento de las centrales mejora progresivamente con cada módulo que se integra en el sistema.

RESUMEN

La desregulación está obligando a las empresas eléctricas a realizar un examen minucioso de los costos de operación y mantenimiento. La monitorización y diagnóstico puede ayudar a reducirlos

mejorando la disponibilidad, incrementando los factores de capacidad y reduciendo los costos directos de mantenimiento. Esto lo consigue reduciendo los costos de inspección y vigilancia, reduciendo los costos de documentación y los tiempos de procesamiento de documentos y re-

duciendo al máximo la eventualidad de paradas no programadas. Un programa de monitorización y diagnóstico, diseñado de manera adecuada, puede proporcionar una información más exacta, completa y apropiada que sustente una toma de decisiones, relacionadas con el

mantenimiento, debidamente documentada. Aplicar actualmente tecnologías de monitorización y diagnóstico no tiene porqué ser caro; los sistemas pueden ser grandes o pequeños dependiendo de las metas y de los objetivos que cada central se haya fijado.



E.L. CRANFORD tiene 24 años de experiencia en la industria nuclear. Posee varias patentes relacionadas con los sistemas de monitorización y diagnóstico y ha representado a los Estados Unidos en la conferencia de la IAEA sobre monitorización y diagnóstico en aplicaciones relacionadas con la seguridad. Graduado por la Universidad de Augusta, Georgia, es licenciado en física y trabaja actualmente en la División de Proyectos Nucleares de Westinghouse Electric Company.



N.P. MUELLER tiene 29 años de experiencia en la industria nuclear y es director del grupo de Diseño y Análisis de Sistemas de Control de la División de Proyectos Nucleares de Westinghouse Electric Company. Tiene un master en ingeniería eléctrica por la Universidad de Pittsburgh y es autor de varios artículos relacionados con la mejora de la operación y disponibilidad de las centrales nucleares.



T.A. KOZLOSKY tiene un master en ingeniería mecánica por la Universidad de Pittsburgh. Trabaja para Westinghouse Electric Company desde 1982 y, durante los últimos años, ha desarrollado varios módulos de monitorización y diagnóstico así como un sistema experto para la integración de la información. En la actualidad lidera la puesta en marcha de un proyecto de monitorización y diagnóstico en la República Checa.

ANALAB, S.A.

TERMÓMETROS A INFRARROJOS RAYTEK

Termómetros inteligentes

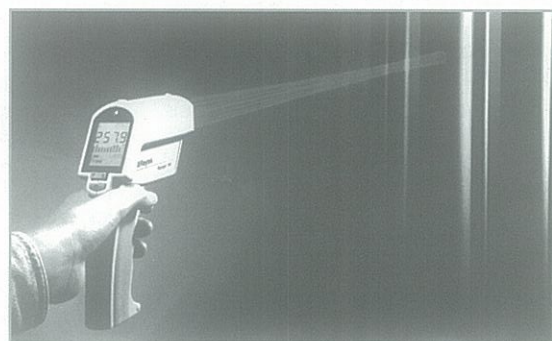
MANTENIMIENTO - INVESTIGACIÓN - CONTROL DE PROCESOS

Raytek Gm



SERIE RAYNGER 3i

- Resolución y fiabilidad óptimas.
- Rango Temperatura: -30 a +3000°C (según modelo).
- Guía Láser de máxima precisión.
- Mira telescópica y guía láser simultáneas (según modelo).
- Datalogger y Software de captura y tratamiento de datos.
- Modelos específicos para aplicaciones especiales: vidrio, plástico, metales secundarios, etc.



SERIE RAYNGER MX

- Rango Temperatura: -30 a +900°C.
- Medición instantánea - Precisión: 1%
- Facilita Lecturas: MAX, MIN, DIF, AVG (PROMEDIO)
- Alarma Baja y Alta, audible y visible.
- Puntero láser circular.
- Emisividad ajustable.
- Display gráfico.
- Datalogger interno.
- Salida datos RS232 o 1mV/°C.
- Software gráfico basado en Windows.