

# Modernización del computador de planta de C.N. Cofrentes

M. Sánchez y J. V. Zuriaga

El Plan de Modernización de los Sistemas de Instrumentación y Control de C.N. Cofrentes identifica una serie de sistemas cuya actualización resulta prioritaria debido fundamentalmente a criterios de obsolescencia y necesidad de mejora tecnológica. En 2009 concluyó con éxito el Proyecto de Modernización del Sistema de Control de Turbina y Bypass, preparando el camino para la actualización del 'gran hermano' de C.N. Cofrentes, el Computador de Planta, que está conectado a todos los sistemas de proceso para recoger datos, guardarlos, analizarlos y presentarlos al usuario final en cualquier modo de operación de la central.

*Cofrentes NPP C&I systems modernization plan identifies a number of systems which upgrade is a priority mainly because of obsolescence criteria and the need for technological improvement. In 2009, the Turbine and Bypass Control Systems modernization project concluded successfully, paving the way for updating the 'big brother' of Cofrentes NPP, the Plant Process Computer, which is connected to all process systems to collect data, store, analyze and present them to the end user in any plant operational mode.*



**MELISA SÁNCHEZ**

es Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Valencia, con la especialidad de Electrónica y Automática. Desde 2006 pertenece al Departamento Eléctrico e Instrumentación de Iberdrola Ingeniería en la Central Nuclear de Cofrentes, habiendo participado, entre otros proyectos, en la modernización del sistema de control de turbina de C.N. Cofrentes.



**JOSÉ VICENTE ZURIAGA**

es Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Valencia, con la especialidad de Electrónica y Automática. Desde 2004 pertenece al Departamento Técnico Nuclear, siendo responsable de la modernización de los sistemas de Instrumentación y Control de C.N. Cofrentes, actividad que compagina con la de Ingeniero de Sistemas.

## UN POCO DE HISTORIA...

Como consecuencia del accidente de la Unidad 2 de la central nuclear *Three Mile Island* (TMI-2) en 1979, la NRC requirió a las plantas americanas la mejora de su capacidad de respuesta ante accidentes. Entre otras medidas, se solicitó la instalación del *Safety Parameter Display System* (SPDS), un sistema que muestra por pantalla un conjunto mínimo de parámetros críticos que definen el estado de la planta, facilitando al personal de operación la toma de decisiones en una situación de emergencia y su posterior seguimiento.

Los requisitos del SPDS se recogen en el NUREG-0737 "*Clarification of TMI Action Plan Requirements*" y en el NUREG-0696 "*Functional Criteria for Emergency Response Facilities*".

Para cumplir con los requisitos del NUREG-0737, en C.N. Cofrentes se instaló el *Emergency Response Information System* (ERIS) de General Electric, que incluye las funciones del SPDS y otras adicionales.

El ERIS y el computador de procesos de la planta (PPC), encargado de los cálculos nucleares y balances térmicos del núcleo y del ciclo, se unieron en el año 1995 en un solo sistema común, el Sistema Integrado ERIS-Computador (SIEC).

## SIEC, EL 'GRAN HERMANO' DE C.N. COFRENTES

El SIEC actual realiza, por tanto, las funciones de vigilancia y cálculos que se precisan para el funcionamiento efectivo de la central. Las funciones principales se resumen a continuación:

### • Funciones de vigilancia

- SPDS. Tiene como función ayudar al operador en la identificación de una situación de emergencia y sus causas, proporcionando gráficos con las variables críticas de planta. Estos gráficos, desarrollados con criterios ergonómicos, proporcionan información al operador acerca del control de reactividad, enfriamiento del núcleo y transferencia de calor del primario, integridad del sistema de enfriamiento del núcleo, control de reactividad y condiciones de la contención.
- Análisis de transitorios. El SIEC recoge y almacena los datos de las variables de proceso necesarias para reconstruir y analizar, con la ayuda de análisis estadístico, registros, informes y diferentes tipos de gráficos, los transitorios que se producen durante la operación de la planta.
- Alarmas. El sistema recoge los datos de proceso, los compara con

los límites admitidos para cada variable y señala las situaciones de alarma cuando se sobrepasan.

- SOE. Cuando se activan determinadas alarmas, se emiten informes sobre la evolución de variables de proceso definidas por el usuario.
- Almacenamiento de datos. Los datos obtenidos se almacenan temporalmente en los discos duros de los servidores, o bien permanentemente en discos ópticos, pudiendo ser recuperados y analizados posteriormente.
- Cálculos nucleares (cálculo de la potencia térmica, distribución espacial del flujo, límites térmicos del combustible, márgenes), balances térmicos del núcleo y del ciclo, predicciones, etc.
- Otras funciones. Además de las funcionalidades básicas del sistema, se han desarrollado otras aplicaciones que se encargan de servir datos a sistemas externos al SIEC o dar información al personal de operación. Por ejemplo, una de las aplicaciones envía datos a la Salem del CSN y otra se encarga de validar los datos que provienen del sistema Caldon, para realizar el aumento de potencia por ajuste de caudal.

Los componentes principales del sistema son el Sistema de Adquisición de Datos (DAS) del fabricante Analogic, los servidores Alfa y Beta (Hosts) del fabricante Compaq/Digital, las consolas de presentación de datos (IHM) y las impresoras y plotters. La figura 1 muestra un esquema simplificado.

El DAS está distribuido en varias cabinas situadas tanto en Sala de Control

como en el resto de la planta. En cada cabina los datos son adquiridos por tarjetas de entrada, se multiplexan y se envían a los *formatters*, equipos encargados de convertir los datos al formato que los servidores son capaces de procesar.

### ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA: EL CAMINO HACIA LA EXTENSIÓN DE VIDA

El sistema presenta un problema de obsolescencia del hardware (DAS y servidores), del sistema operativo y del lenguaje de programación que utilizan los servidores, lo que implica que no haya personal especializado en el mantenimiento, administración, programación o configuración de estos equipos. Además, desde hace tiempo, la ausencia de tarjetas de entrada imposibilita la conexión de nuevas señales al sistema.

Por estas razones, el Plan de Modernización de los Sistemas de Instrumentación y Control de C.N. Cofrentes consideró prioritaria la actualización completa de este sistema.

#### El proyecto

El proyecto de modernización del SIEC comenzó con el estudio de las diferentes opciones de acometer el cambio y de las condiciones que debería cumplir el nuevo sistema, que se resumen a continuación:

- El sistema debe realizar todas las funciones del SIEC actual. Además, debe ser modular y ampliable, haber sido instalado con éxito en otras plantas nucleares, ofrecer conectividad con otras plataformas y asegurar el mantenimiento de los equipos durante un largo plazo.

- Debe contar con equipos con clasificación I E para la conexión de señales de sensores y equipos con clasificación I E.
- El sistema operativo de los equipos y el lenguaje de programación de las aplicaciones debe ser actual, de forma que se facilite el mantenimiento, la gestión de la configuración y las posibles modificaciones al software.
- Se requiere una validación completa de las nuevas aplicaciones mediante comparación directa con las aplicaciones existentes, para lo cual resulta imprescindible que los nuevos servidores convivan con los actuales durante un cierto periodo de tiempo.

Por todos estos motivos se seleccionó para la sustitución del DAS la serie 2300 del fabricante RTP, la plataforma PMS desarrollada por Rolls-Royce para el software y como servidor de históricos la solución Process Integration (PI) de la empresa Osisoft.

La forma de validar las aplicaciones ha condicionado significativamente la planificación del proyecto, desarrollado en diferentes fases.

#### Fase I

En la fase I se instala un servidor nuevo con el sistema PMS, en paralelo con los dos servidores alfa y beta actuales. Con el fin de que el sistema PMS interprete correctamente los datos que se envían desde el DAS, es necesario instalar unos equipos nuevos llamados BTEB (*Biphase To Ethernet Bridge*), que reciben la información desde los multiplexores del DAS mediante código Manchester bifásico y la envían al nuevo servidor en una trama Ethernet (figura 2).

A partir de este momento, el nuevo servidor PMS recibe todos los datos de la planta y, una vez comprobada la configuración realizada, se valida su funcionamiento antes de la siguiente fase. De esta forma, el personal encargado del mantenimiento y configuración del sistema se familiariza con el nuevo equipo y además se aprovecha éste en los cursos de formación. Seguidamente se instala el servidor de históricos, se configuran todos los puntos y se desarrollan los displays destinados a la red de gestión.

#### Fase II

En esta fase se instala un segundo servidor -idéntico al instalado en la Fase I- en paralelo con los dos actuales, se configuran todas las funciones (pantallas del SPDS, análisis de transitorios, SOE, alarmas, etc.) y se instalan todas las aplicaciones. Esta fase es crucial ya que en ella se valida la totalidad del sistema PMS y todas las aplicaciones por comparación con el actual sistema. Durante varios meses y en distintas situaciones

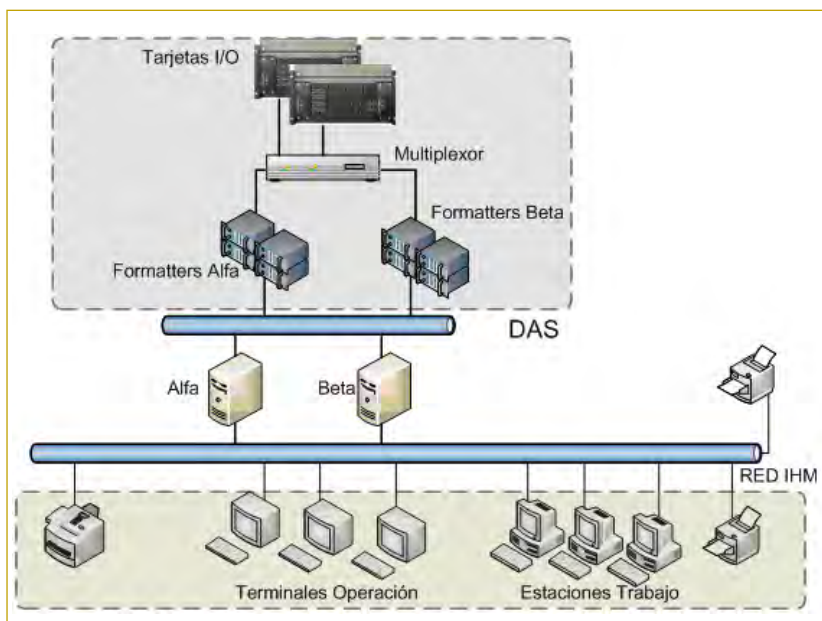


Figura 1. Esquema simplificado del SIEC.

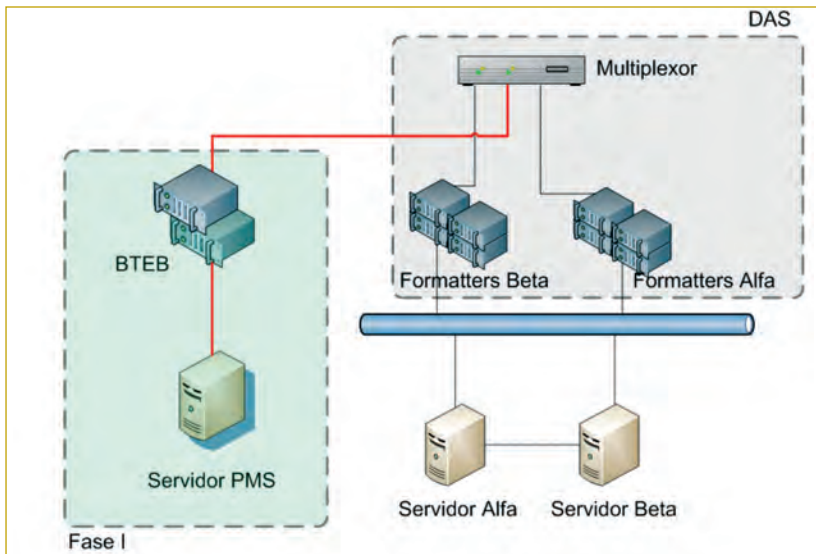


Figura 2. Instalación en paralelo del nuevo sistema.

de la planta se comprobará que, a partir de los mismos datos de entrada, el nuevo sistema obtiene los mismos resultados que el sistema actual para asegurar el correcto funcionamiento antes de la retirada de los servidores actuales.

#### Fase III

La tercera fase del proyecto consiste en la sustitución progresiva del DAS y comienza una vez se han validado todas las aplicaciones en la Fase II.

Uno de los aspectos cruciales del proyecto es que se reutilizan tanto las cabinas existentes como el cableado de campo actual, por lo que el trabajo que se realiza en las cabinas se reduce a intercambiar los equipos de Analogic por equipos de RTP.

El sistema SIEC no necesita cumplir con los requerimientos del criterio de fallo único ni estar cualificado para cumplir con los requerimientos de un sistema relacionado con la seguridad.

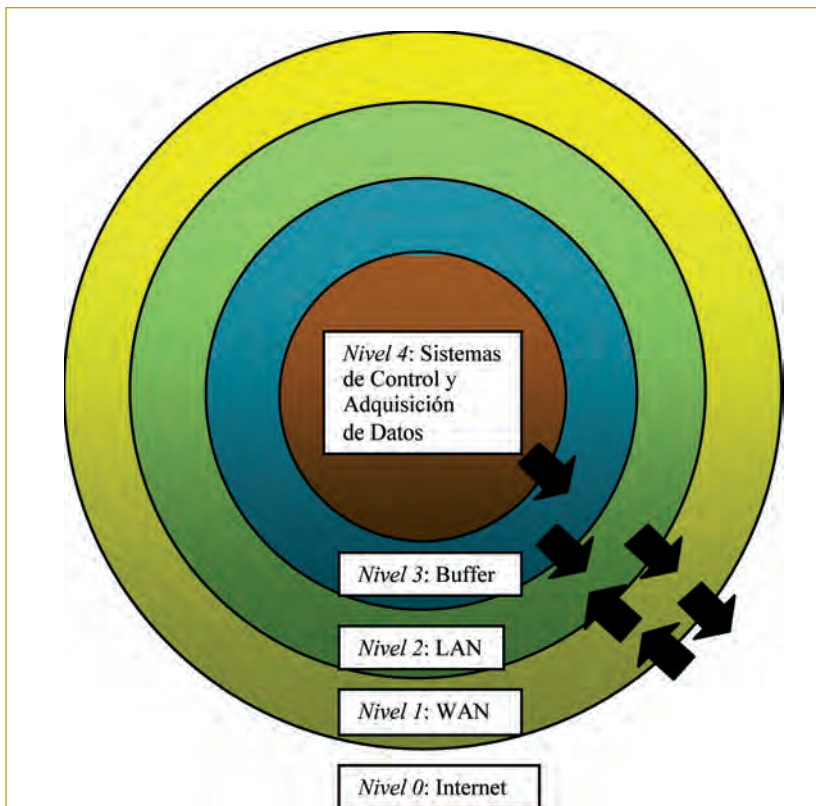


Figura 3. Modelo defensivo.

Sin embargo, algunas partes del DAS reciben señales cableadas directamente desde sensores y equipos con calificación IE, por lo que según la norma R.G. 1.75 deben considerarse como equipo asociado IE y cumplir por tanto todos los requisitos que se exigen.

Con el fin de optimizar el tiempo de ejecución durante la Fase III, se va a utilizar un sistema de paneles adaptadores y un conjunto de cables con conectores prefabricados, que redirigen las señales desde los conectores existentes de Analogic hasta los conectores de RTP. De esta forma, prácticamente todo el trabajo de interconexión se ejecuta antes del comienzo de esta fase, minimizando la realización de conexiones internos dentro de cada cabina. De esta forma se maximiza la disponibilidad del SIEC mientras el cambio se lleva a cabo.

Es importante resaltar que mientras el DAS de Analogic está operativo, los datos de planta se pueden visualizar tanto en el sistema actual como en el PMS, provenientes de los formatters y los BTEB respectivamente. Una vez sustituido el DAS de Analogic por el DAS de RTP, estos datos sólo se recibirán en PMS.

Por último, se desinstalan los formatters, los BTEB y los servidores actuales.

Mientras que las fases I y II se ejecutan con la planta en operación a potencia y sin afectar en absoluto la funcionalidad del sistema actual, la fase III se ejecutará tanto en marcha como en recarga, atendiendo a la necesidad del personal de operación de disponer en cada momento de determinadas señales de planta. Por consiguiente, resulta imprescindible seguir el planning del proyecto, desglosado en más de mil actividades, que debe ser el hilo conductor durante los más de tres meses que durará la ejecución del cambio de diseño en planta.

#### Ciberseguridad

Uno de los aspectos fundamentales que se han tenido en cuenta en el proyecto es la nueva regulación en materia de ciberseguridad. De acuerdo con el NEI 04-04 "Cyber Security Program for Power Reactors" es recomendable disponer los sistemas de control y adquisición de datos de una central nuclear de acuerdo con el modelo de la figura 3.

En el nivel 4 se sitúan las redes de comunicaciones de los sistemas críticos de control y de adquisición de datos, como es el caso del SIEC. Este nivel deberá ser inaccesible desde el exterior y para ello se permite únicamente una comunicación unidireccional desde este nivel hacia los demás. Para conseguir esto, es

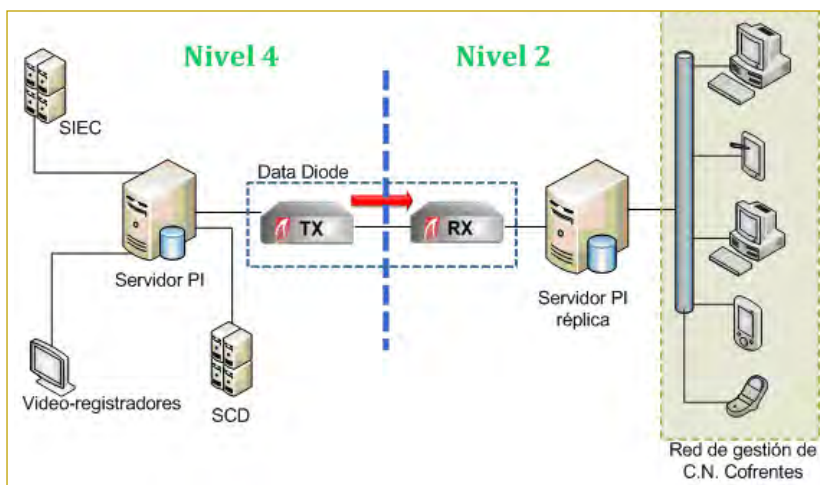


Figura 4. Data Diode.

necesaria la instalación de un dispositivo que garantice que los datos procedentes de las redes de control y adquisición se envían hacia la red de gestión y que al mismo tiempo impida el envío de datos desde la red de gestión hacia las redes de control.

El dispositivo elegido por C.N. Cofrentes es el Data Diode de la empresa Waterfall.

En la figura 4 se muestra cómo el servidor PI del fabricante Osisoft recogerá todos los datos procedentes tanto de los servidores del SIEC como de otros sistemas digitales de la planta, tales como videoregistradores digitales o el Sistema de Control Distribuido. La función del Data Diode es realizar una copia exacta del contenido del servidor PI en el servidor PI réplica, que a su vez atenderá las peticiones de datos de los usuarios desde la red de gestión de C.N. Cofrentes.

### EL SIMULADOR COMO HERRAMIENTA DE FORMACIÓN Y VALIDACIÓN

En un proyecto de estas características resulta de vital importancia la implantación previa del nuevo sistema en el simulador de alcance total de C.N. Cofrentes. De esta forma, se consigue un doble objetivo; por un lado, el personal de operación recibe la formación necesaria para utilizar el nuevo sistema y, por otro lado, es posible realizar una validación de las nuevas aplicaciones desarrolladas mediante la simulación de distintos transitorios operacionales.

### VERIFICACIÓN Y VALIDACIÓN DE FACTORES HUMANOS

La modernización del SIEC contempla también el cambio de todas las estaciones de trabajo de la Sala de Control que continuamente muestran al operador

los parámetros importantes de la planta. Por ello, es necesario rediseñar todos los displays de este sistema, incluyendo los del SPDS.

Dada la importancia de este subsistema para la operación segura de la planta, una de las actividades fundamentales del proyecto es la verificación y validación de factores humanos, siguiendo las recomendaciones del NUREG-0700 "Human-System Interface Design Review Guidelines" y NUREG-0711 "Human Factors Engineering Program Review Model". Así, aprovechando la instalación previa del sistema en el simulador, se revisará el diseño de los nuevos displays y se diseñarán diversos escenarios con el fin de validar la nueva interfaz de operación en distintas condiciones operativas.

### FORMACIÓN

Todos hemos experimentado en alguna ocasión cómo un mínimo cambio en las nuevas versiones de las aplicaciones informáticas que usamos a diario puede implicar más de un contratiempo. Si pensamos ahora en el cambio radical que supone la instalación de un nuevo computador de planta, entenderemos que resulta imprescindible no solo familiarizarse con la nueva interfaz de operación, sino aprender a configurarlo, administrar sus bases de datos, realizar tareas de mantenimiento del hardware y realizar modificaciones al software. Por esta razón se van a impartir más de 400 horas de cursos de formación al personal de operación y al personal de mantenimiento del SIEC.

### VENTAJAS OBTENIDAS CON LA MODERNIZACIÓN

Sin duda alguna, el proyecto de modernización del sistema SIEC va a suponer un hito en el proceso de actualización

tecnológica que C.N. Cofrentes está llevando a cabo. La instalación de equipos de tecnología actual proporciona multitud de ventajas:

- Desarrollo de una interfaz de usuario más "amigable".
- Ampliación del sistema de adquisición de datos. Con la instalación de un hardware totalmente renovado, será posible monitorizar más parámetros de la planta, evitando de esta forma la instalación de subsistemas de adquisición independientes y de diversas tecnologías.
- Desarrollo de nuevas aplicaciones. Aprovechando la ventaja que supone la posibilidad de utilizar lenguajes de programación actuales, será posible implementar nuevas funcionalidades en el sistema de forma sencilla.
- Comunicación con otros sistemas de la planta. El nuevo SIEC será capaz de comunicarse con otros sistemas digitales de la planta, recoger la información proporcionada por estos e integrarla en una base de datos común.
- Comunicación con la red de gestión. El nuevo SIEC será el único proveedor de datos de proceso a la red de gestión, cumpliendo con los requisitos de ciberseguridad.
- Almacenamiento de datos en formato electrónico, generación de informes personalizados, visualización de datos en tiempo real con formato definido por el usuario.

### REFERENCIAS

1. C95-5A280 "Estudio de viabilidad para la sustitución del SIEC"
2. NEI 04-04 "Cyber Security Program for Power Reactors"
3. NUREG-0696 "Functional Criteria for Emergency Response Facilities"
4. NUREG 0700 "Human-System Interface Design Review Guidelines" rev. 2
5. NUREG 0711 "Human Factors Engineering Program Review Model" rev. 2
6. NUREG-0737 "Clarification of TMI Action Plan Requirements"
7. NUREG 6393 "Integrated System Validation: Methodology and Review Criteria"
8. R.G. 5.71 "Cyber Security Programs for Nuclear Facilities" ■