

PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE NIVEL Y TURBOBOMBAS EN C.N. COFRENTES



AGUSTÍN VALENCIA GIL-ORTEGA

Responsable de proyectos de I&C y ciberseguridad.

CENTRAL NUCLEAR DE COFRENTES

Ingeniero industrial por el ICAI

A lo largo de la recarga de combustible de 2015, Cofrentes ha realizado un proyecto importante de modernización digital.

Dos sistemas han sido modernizados conjuntamente a la plataforma Mk6e de GE: El sistema original de control de nivel de agua de alimentación, basado en controladoras Bailey (con la ingeniería de GE) y el control de velocidad de las turbobombas de agua de alimentación, basado en el sistema MDT-20 de GE.

Ambos sistemas se han integrado en la red de control existente de Mk6 para los controles de Turbina principal y Presión del Reactor (modernizados en 2009) y conectados al Sistema Integrado Eris-Computador (SIEC, modernizado en 2011) por medio de comunicaciones digitales.

INTRODUCCIÓN

Durante la 20ª recarga, de septiembre a noviembre de 2015, se realizó la modernización de los sistemas de control de nivel de la vasija (C34, basado en controladoras Bailey 7000 y licenciado por General Electric) y de control de turbobombas de agua de alimentación (N11/N21, basado en sistema General Electric MDT-20) mediante la instalación de la plataforma digital triple redundante Mark-VIe de General Electric.

Este sistema, encuadrado dentro del plan estratégico de modernización de la instrumentación y control de los sistemas de C.N. Cofrentes, mejora la fiabilidad de los sistemas, la información al operador e información a mantenimiento e ingeniería.

La plataforma Mark-VIe se incluye en la misma red que el sistema Mark-VI, de control de turbina principal y bypass de reactor, lo que permite que distintos sistemas de control puedan ser supervisados por los distintos equipos de interfaz hombre-máquina (*Human-Machine Interface*, HMI), permitiendo compartir recursos y añadir

flexibilidad al tiempo que se mantienen separadas las funciones relacionadas con el control.

Estos sistemas se comunican con el Sistema Integrado ERIS - Computador de proceso (SIEC) y el servidor de históricos *Plant Information* (Osisoft-PI).

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Los sistemas modernizados se clasifican como no relacionados con la seguridad.

La plataforma ofertada por General Electric se denomina MarkVIe, evolución a la denominada MarkVI, que ya fue empleada para la instalación del sistema de control de turbina principal y bypass, en 2009.

El sistema de control de turbobombas consta de cabinas locales y en sala de control. Las cabinas locales albergan la electrónica para la adquisición de señales de planta, la comunicación con el sistema hidráulico para control de velocidad y para la protección de las turbobombas. Las cabinas de sala de control albergan los controladores encargados de convertir la

MODERNIZATION PROJECT OF SYSTEM LEVEL CONTROL AND TURBOPUMPS IN C.N. COFRENTES

Along 2015 Refueling Outage, Cofrentes has performed an important digital upgrade project. Two systems have upgraded together to GE's MK6e platform: Original feedwater level control system, based in Bailey 7000 series controllers (engineered by General Electric) and Feedwater Turbopumps Speed Controller, based in GE's MDT-20 System. Both systems have been seamlessly integrated in existing Mk6 Control network for Main Turbine and Reactor Pressure Controls (upgraded in 2009) and connected to Eris-Computer Integrated System (SIEC, upgraded in 2011) by means of digital communications.



demanda de velocidad en posición de válvula de control de las turbobombas o de mandar señales de parada o disparo procedentes de otros sistemas de planta. La comunicación entre cabinas locales y cabinas de sala de control se realiza mediante fibra óptica con un protocolo de comunicaciones propietario de General Electric denominado IONET.

El sistema de control de nivel consta de cuatro cabinas ubicadas en la sala de control, sin cabinas por campo, puesto que todas las señales necesarias para el control ya estaban en la sala de control, distribuidas por distintos paneles.

La red entre cabinas de control y HMI, denominada UDH, se amplió para integrar de manera transparente el control de turbina principal, de bypasses, de turbobombas y de nivel. Análogamente, la red de comunicación entre HMI se amplió y se conectó con la red del computador de planta (SIEC) a través de un *firewall Checkpoint*, permitiendo comunicación directa entre las plataformas MkVI y MkVle y el SIEC, así como poder llevar señales al historizador PI, pero sin interacción con ningún elemento más ni empleando ningún puerto más de los autorizados.

Se ha de comentar que se planteó una conexión con el computador de planta por medio de comunicación digital OPC, permitiendo el ahorro de cables de señales individuales hacia su red de adquisición de datos. Además, para cumplir con criterios de ciberseguridad, dicha conexión se hizo mediante tunelización (Matrikon OPC DA) y a través de *firewall*, todo dentro de la red de proceso aislada del exterior mediante datadiode. En la parte del Computador (SIEC) se contó con Tecnatom como tecnólogo del SIEC para el desarrollo del cliente OPC, diseñando con criterios de doble redundancia (en origen GE y en los servidores de destino) (Figura 1).

DISEÑO

La reunión de lanzamiento del proyecto entre personal de Iberdrola y de General Electric tuvo lugar en mayo de 2011.

Cada organización contaba con un jefe de proyecto que actuaba como enlace entre las respectivas organizaciones. Iberdrola había incorporado en su equipo personal de ingeniería, de mantenimiento y de operación

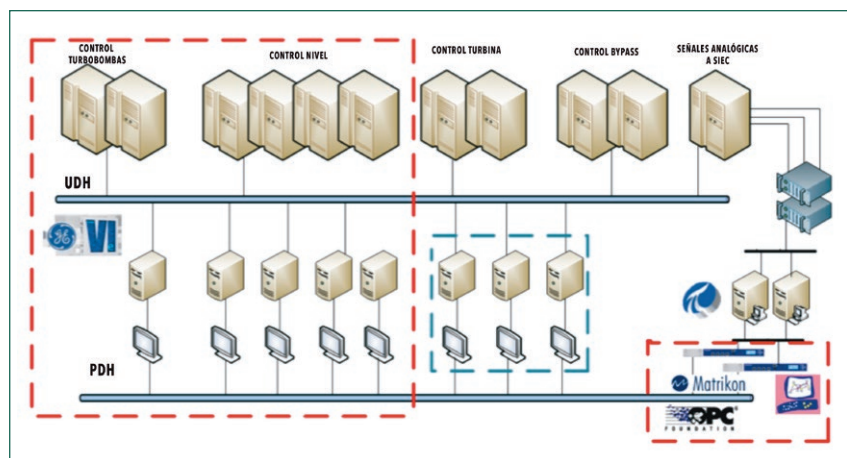


Figura 1. Esquema de ampliación de las redes y comunicaciones.

y General Electric había asignado a GE-Hitachi la parte de definición del control de nivel y a GE-Measurement & Control la parte de control de turbobombas.

A partir de esa fecha comenzó una sucesión de envíos de documentación y de aclaración sobre documentos y requisitos para consensuar los requisitos de diseño del nuevo sistema.

Con el concepto de sistema plataforma, el nuevo sistema integraría, no solamente las controladoras mencionadas, sino también las controladoras de las válvulas implicadas en la operación del sistema, válvulas motorizadas de aislamiento de aspiración y descarga de las turbobombas (N21), de control de drenajes de vapor y escape de la turbinas al condensador (N11), válvulas neumáticas de control durante flushing, control por presión y lazo largo al condensador (N21).

Esta incorporación requeriría distintos grados de modernización para cada válvula, desde incluir señales de posición para realimentación, a la inclusión de nuevos posicionadores digitales (Siemens PS2 y Fisher DVC 6000, todos en montaje remoto para permitir control y diagnóstico en zonas sin radiación).

También la instrumentación de las turbobombas fue mejorada, sustituyendo *switches* de presión por transmisores y haciendo triple redundante todo lo que la tecnología de GE permitía. Se instalaron LVDT triples para el control e información al operador de la posición de las válvulas piloto y cilindro operador (del que dependen la posición de las válvulas de control de vapor de alta presión y baja presión), y LVDT dobles para las válvulas de parada (donde antes había solamente finales de carrera).

Para Iberdrola, el criterio fundamental del diseño del nuevo sistema era

que su comportamiento dinámico, en funcionamiento normal, transitorios y fallos postulados fuera, al menos, igual que el sistema en servicio. Estos requisitos implicaban un sistema estable ante oscilaciones típicas de la operación normal, con capacidad de rápida iniciación en caso de emergencia, y que no requiriera modificaciones del estudio final de seguridad de C.N. Cofrentes.

Además, el personal de Operación de C.N. Cofrentes involucró en el proyecto elaboró una guía del uso del sistema afectado por la modificación durante las distintas fases del arranque, no sólo indicando sobre qué componentes se maniobraba en cada momento, sino indicando que información de planta era necesaria en cada momento. Este *input* fue fundamental para un trabajo conjunto en la elaboración de las pantallas de operación, lo que posteriormente fue reconocido por el resto de operadores, que han valorado la adaptación como muy intuitiva.

Debido a la complejidad del proyecto, en octubre de 2012 se entiende que no se podría asegurar que el sistema pudiera estar a tiempo, no solo en planta, sino en el simulador para dar la formación previa al arranque en recarga de 2013; y se acuerda con GE continuar los trabajos, pero enfocados a la recarga de 2015.

A partir de ese momento, GE cambia a su jefe de proyecto por un ingeniero con un perfil más técnico, que permitiera una mayor capacidad de gestión de los puntos abiertos entre Iberdrola y las distintas áreas de GE implicadas.

En diciembre de 2013, GE prepara un simulador compacto para poder



Figura 2. Equipos de trabajo en instalaciones de GE (Longmont, CO).

demostrar las capacidades del sistema en C.N. Cofrentes y cerrar así la fase de definición de requisitos y poder pasar a la preparación de las pruebas de aceptación en fábrica (FAT). El uso de dicho simulador permite cerrar algunos puntos y enfocar algún punto pendiente de modificarse para cubrir el buen funcionamiento en todo tipo de transitorios.

En mayo de 2014, en las instalaciones de GE en Longmont (CO), se realizan las pruebas FAT de manera exitosa a lo largo de tres semanas (Figura 3).

El simulador de GE no tenía capacidades de integrar efectos huecos o reactividad en la vasija, por lo que se acordó una repetición posterior de una serie de transitorios en el simulador de Cofrentes, ante los que poder evaluar si algún parámetro debía ser reajustado.

Partiendo de la experiencia con el funcionamiento del nuevo sistema, la

documentación del nuevo sistema, y la documentación de pruebas realizadas durante las fases de pruebas nucleares y de aumento de potencia, GE dictaminó todas las pruebas requeridas para dar el sistema por aceptable, primero en el simulador y posteriormente en planta, antes y durante el arranque.

El documento que integraba el detalle de las pruebas requeridas se empleó para realizar una evaluación previa de seguridad que avalaba que el cambio de sistema no implicaría un impacto significativo en la operación, tal cual se recoge en la IS-21.

INSTALACIÓN EN SIMULADOR, AJUSTE Y FORMACIÓN

Durante el 2º semestre de 2014 se instala el nuevo sistema en el simulador de alcance total y en el simulador gráfico integrado (SGI), posibilitando la primera tanda de formación del personal de operación con el nuevo sistema.

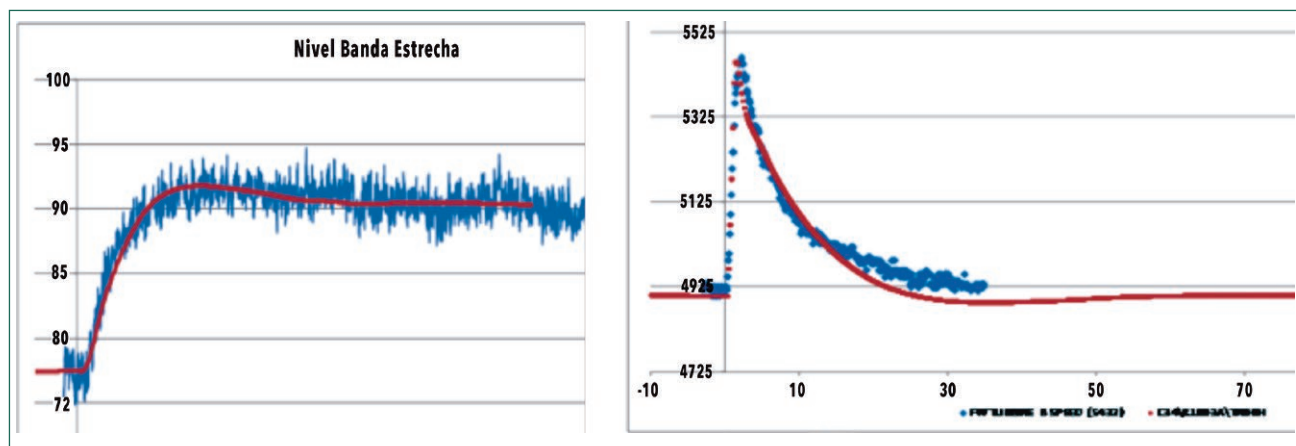
Debido a lo crítico del sistema de control de nivel y a la gran interacción del personal de operación durante todos los escenarios de operación, se decidió ajustar los plazos de modo que todo el personal hubiera tenido dos tandas completas de entrenamiento con el nuevo sistema, una en 2014 y otra en 2015, además de una simulación completa del arranque con todas las pruebas definidas para la validación del sistema, que permitieran una mayor familiarización con el sistema en el arranque, evaluar posibles riesgos asociados a las pruebas, y estimar de manera ajustada la duración del arranque tras la recarga.

Desde noviembre de 2014 a abril de 2015 se hizo un trabajo de ajuste del simulador realmente exhaustivo para asegurar que el comportamiento de los modelos de turbobombas, válvulas y vasija guardaran un grado de fidelidad tal que permitiera al operador realizar simulaciones totalmente creíbles.

Se tomaron datos de los últimos SCRAM de planta, con la dificultad de encontrar datos de alta calidad al no haber SCRAM desde 2009 –más de 2450 días sin SCRAM en la actualidad– y tener que recurrir a los datos almacenados con el antiguo computador de planta. Se localizaron datos de alta calidad de algunas pruebas realizadas durante el aumento de potencia, que permitieron caracterizar el funcionamiento de los controles con mayor fidelidad para realizar las nuevas pruebas en el simulador.

Durante la recalificación de 2015, con el sistema totalmente ajustado,

Figura 3. Ajuste respuesta dinámica del simulador frente a datos reales de pruebas al sistema en el anterior aumento de potencia.



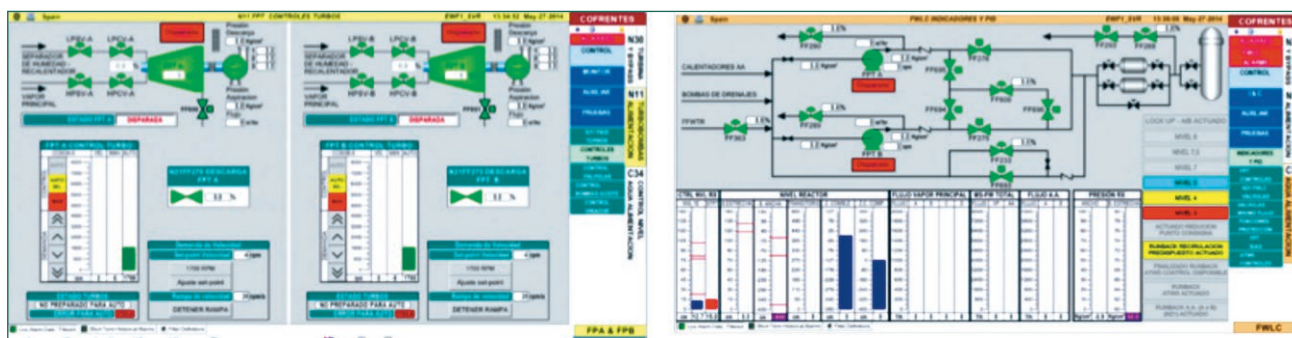


Figura 4. Ejemplo de pantallas de ordenador.

se eligieron los escenarios de emergencia en que se hacía un uso más intenso del control de agua de alimentación, de modo que se pudiera explotar el sistema al máximo, encontrar problemas que no se hubieran visto antes o detectar oportunidades de mejora. También se aprovechó esta fase para realizar un proceso completo de evaluación de factores humanos (verificación y validación).

Junto con este proceso, las pantallas de las estaciones HMI fueron mejoradas tras la experiencia de todos los operadores y de los evaluadores de factores humanos; este trabajo fue llevado a cabo por personal de Iberdrola (Figura 4).

También se aprovechó este periodo para tomar elaborar los nuevos procedimientos de planta afectados por la modificación (N11, N21, C34, procedimiento general de arranque y parada, procedimientos de emergencia -POE-, etc).

La instalación en el simulador y la evaluación de factores humanos fue realizada por Tecnatom. El ajuste en el simulador fue un trabajo conjunto entre personal de Tecnatom y personal de Iberdrola.

DEFINICIÓN DEL PAQUETE DE MODIFICACIÓN

En la planificación del desarrollo e implementación de esta modernización de los sistemas se previeron varias fases debido al elevado número de trabajos necesarios y la envergadura del cambio.

El diseño de la modificación tuvo como principales objetivos:

- Evitar errores de conexionado.
- Minimizar los tiempos de instalación durante la recarga
- Ajustar los costes.

Estos objetivos se consiguieron planificando la reutilización del cableado de campo hasta sala de control, de los actuales paneles de sala de

control y manteniendo los terminales de entradas y salidas, reduciendo considerablemente el tiempo en la instalación y en las pruebas de cableado durante la recarga.

En la recarga 19, de 2013, se hizo un trabajo de desmontaje de paneles existentes en sala de control, para permitir la ubicación de los paneles de control de nivel y de turbobombas de sala de control, en total, seis cabinas.

Durante el ciclo 20, entre los meses de mayo y septiembre de 2015 se acometieron los trabajos que se podían hacer con la planta en marcha sin comprometer la seguridad ni la fiabilidad operacional. En esta fase se adelantó todo el tendido de cable entre sala de control y cabinas locales (más de 17 km), la instalación de los conduits necesarios (más de 120), con la dificultad añadida de las penetraciones que se necesitó realizar para el paso de los cables (alrededor de 60), la preparación de bancadas y la instalación de las cabinas, tanto locales como en sala de control.

Durante la recarga 20, se realizó todo el trabajo restante para eliminar los componentes existentes y colocar los nuevos, siendo las tareas más representativas:

- Llevar los cables a zonas inaccesibles en marcha (turbobombas).
- Conexionado de las señales, tanto en las nuevas cabinas como en las cabinas existentes (más de 2000 señales que conectar y probar).
- Modificación de los paneles delanteros de sala de control.
- Retirada de disparo mecánico y sistema hidráulico de detección de cojinete gastado en turbobombas.
- Instalación del nuevo sistema de disparo electrohidráulico.
- Instalación de la nueva instrumentación en turbobombas (velocidad, proximetros, LVDT, transmisores de presión, etc). (Figuras 5 y 6).

El paquete de diseño de la modificación en planta fue realizado por Iberdrola Ingeniería y Construcción (IIC) en C.N. Cofrentes. Se coordinó una comunicación ágil que permitía a los departamentos de mantenimiento e Ingeniería revisar las entregas parciales de documentación generada, evitando retrasos y detección temprana de erratas.

Asimismo, se mantuvo este canal durante la recarga para permitir una rápida actuación en caso de detectarse alguna incongruencia con lo encontrado en campo, resultando una gran experiencia para todos los departamentos implicados en el proyecto.

INSTALACIÓN

El transporte de los paneles a través de la sala de control se realizó en horas de baja carga laboral, por ejemplo en turnos de tarde o bien en fines de semana, con objeto de minimizar las interferencias con el personal de operación. Además, dichas maniobras se planificaron cuidadosamente con personal de operación, con antelación suficiente, estudiando el recorrido y minimizando los riesgos.

Se requirió pasar numerosos cables a sala de control por lo que se debió cumplir en todo momento con las normas para garantizar la habitabilidad de sala de control.

La preparación de trabajos para recarga requirió coordinación específica con los departamentos de planificación de recarga, protección contra incendios y seguridad física. Solo de esta manera se pudo gestionar el adecuado reparto de trabajos que permitiera aprovechar las ventanas disponibles en que no se requería habitabilidad de sala de control o evitar interferencias debido a zonas protegidas coincidentes con trabajos divisionales.

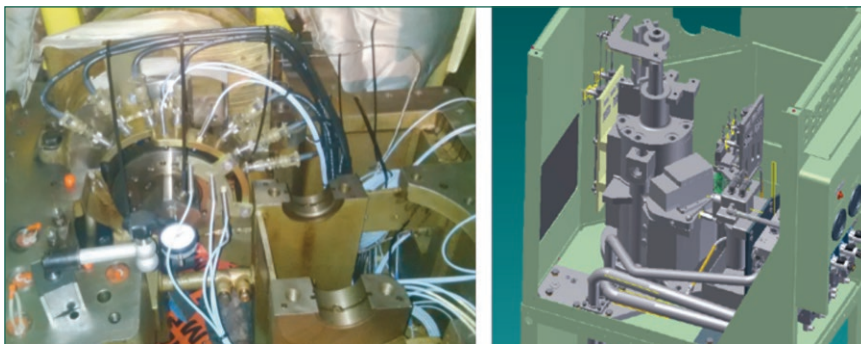


Figura 5. Mejoras en las turbobombas. Nueva instrumentación de velocidad y vibraciones. Nueva instrumentación y sistema de disparo electrohidráulico.

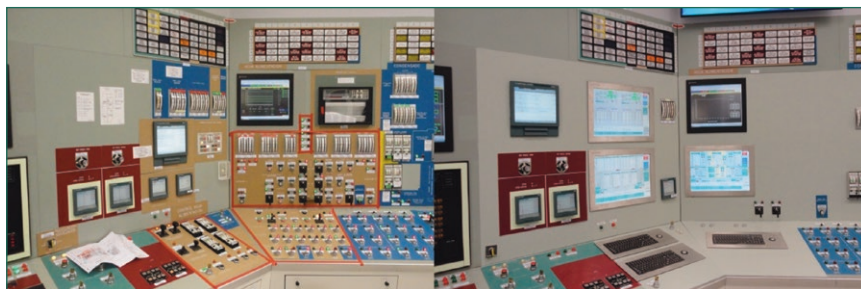


Figura 6. Antes y después de los paneles delanteros de sala de control.



Figura 7. Instalación y cableado de los nuevos paneles en sala de control.

Se tomaron todas las medidas necesarias para evitar activaciones de los sistemas de contraincendios en sala de control, estableciéndose un contacto continuo con los operadores y adoptando las medidas compensatorias para evitar incendios y para evitar la emisión de humos en sala de control.

Los trabajos de recarga fueron ejecutados por dos empresas. Para la parte mecánica de modificación en las turbobombas fue Tamoin con GE como dirección técnica, mientras que

para la parte eléctrica fue Siemens, con personal de tendido de cable, de conexionado en campo y en sala de control (equipos separados) y personal mecánico para todo el trabajo de instalación de instrumentación, *tubing*, cajas de conexión, modificación de paneles, etc. (Figura 7).

Durante la instalación se comprobó la correcta comunicación de todas las señales con el nuevo sistema de control. Además, para ahorrar tiempo, toda la instrumentación nueva

había sido calibrada en laboratorio de planta antes de ser instalada en campo, permitiendo una detección de fallos de conexionado mucho más rápida. Toda la instalación fue apoyada por dos ingenieros de campo de General Electric en todo momento, llegando a haber tres ingenieros, permitiendo la coordinación de pruebas de modo simultáneo del sistema de control de nivel y del control de turbobombas.

PUESTA EN MARCHA

El sistema estaba totalmente probado, tanto la instrumentación de campo hacia la nueva plataforma MkVie como desde la plataforma hacia los otros sistemas (recirculación, control de turbina, computador, etc).

A partir de este momento, la organización se dividió en dos para cubrir a 24h el arranque de planta, de modo que durante una semana aproximadamente se cubrieron todas las pruebas requeridas para la validación del sistema, consistentes fundamentalmente en escalones de nivel y de caudal en todos los modos de operación de la planta con ambas turbobombas.

CONCLUSIONES Y LECCIONES APRENDIDAS

El proyecto se puede considerar un éxito para Iberdrola y para GE en todos los sentidos.

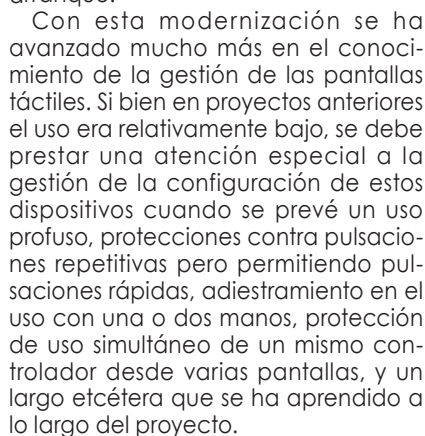
Se trata de la primera planta BWR 6 del mundo que instala el sistema de control de nivel y turbobombas, su instalación no ha supuesto una duración adicional durante la recarga y la puesta en marcha no ha supuesto ningún disparo o SCRAM para la planta, funcionando la planta sin incidencias desde que se completaron las pruebas, el 19 de noviembre de 2015.

Dado que el sistema mantiene el concepto de uso de las controladoras antiguas, pero adaptado a las nuevas tecnologías, salvando la brecha digital en el diseño de la interfaz para el operador y con un apoyo eficaz del entrenamiento en el simulador, demostrándose en la destreza demostrada por los operadores con el sistema durante el arranque.

Una lección aprendida para este tipo de proyectos, con tantas funcionalidades implicadas y en los que ha



El uso del simulador, tanto como herramienta de formación como de ajuste previo del sistema, ha sido de gran utilidad. Tanto el personal de ingeniería de Iberdrola como de GE pudieron entender mejor el ajuste necesario de algunos lazos de control, anticipando algunos ajustes que po-



Personal de Tecnatom involucrado directamente: Fernando Raigoso, Javier Lasierra, Pedro Teso. ■