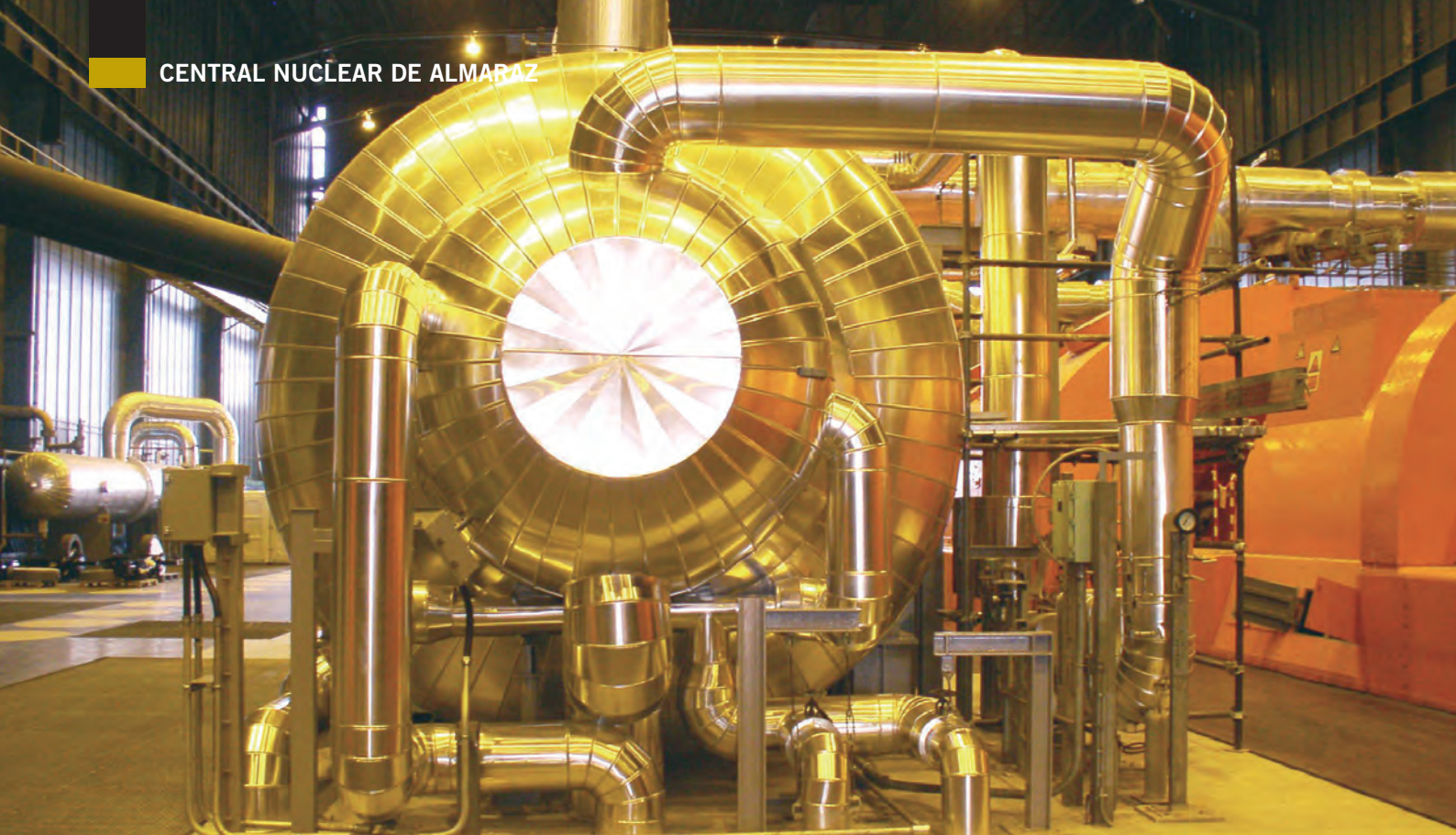




Planes de gestión de vida y modernización de la central nuclear de Almaraz



Ingeniería y Proyectos Especiales

De izquierda a derecha

- Juan Atanasio Carrasco (Instrumentación y Control)
- Francisco Javier Sanz (Ingeniería Mecánica)
- Juan Asensio (Estructuras y Materiales)
- Luis Soriano (Jefe Departamento)
- Antonio Lasa (Planificación y Documentación)
- Aurelián Miguel García (Ingeniería Eléctrica)



Ingeniería de Planta

De izquierda a derecha

- José Carlos Gómez (Ingeniería del Primario y Auxiliares)
- Ricardo González (Ingeniería del Secundario)
- Ángel Benito (Jefe Departamento)
- José Enrique Cabrera (Ingeniería Eléctrica y de I&C)
- Juan Carlos Alonso (Ingeniería Eléctrica y de I&C)
- M^a José Sánchez (Ingeniería Eléctrica y de I&C)

INTRODUCCIÓN

Desde la puesta en explotación, C.N. Almaraz ha experimentado una gran transformación debido a los continuos cambios que por diversos motivos se han incorporado a la central.

Todos estos cambios han surgido, principalmente, del objetivo permanente de Almaraz por mantener la central en las mejores condiciones de seguridad y fiabilidad del cumplimiento de nuevos requisitos regulatorios, así como de la necesidad de sustituir equipos lo que nos ha brindado la oportunidad de mejorar los procesos, e incrementar los márgenes operativos y de seguridad.

Los cambios realizados en C.N. Almaraz siempre han estado contemplados dentro de actuaciones estratégicas y planes operativos, pudiéndose afirmar que estos planes mayoritariamente se han cumplido en calidad, plazo y costes.

El aprovechamiento de todas estas mejoras y capacidades ha permitido a C.N. Almaraz abordar un aumento de potencia de manera fiable y segura, al mismo tiempo que ha facilitado una gran disponibilidad de las plantas.

La actualización del diseño de las plantas, incrementando la fiabilidad de los sistemas, estructuras y componentes, adaptándose progresivamente a los nuevos requisitos de seguridad pretende realizar una gestión de los activos a largo plazo garantizando la operación segura, fiable y económica de las plantas.

Se pretende en este artículo dar una visión de los cambios más significativos llevados a cabo en los últimos años dentro de la actualización tecnológica continua emprendida, la renovación tecnológica que ha supuesto el proyecto de aumento de potencia, así como la renovación que también supondrá la finalización de los proyectos actualmente en curso como consecuencia de la renovación de la autorización de explotación concedida, por un periodo de 10 años, a C.N. Almaraz en junio de 2010.

PLANES DE RENOVACION TECNOLÓGICA

Los planes de modernización y actualización tecnológica tienen como fin asegurar la fiabilidad de los equipos y sistemas críticos para la operación segura y fiable de las plantas a largo plazo.

Para ello en C.N. Almaraz se desarrollaron planes de modernización para:

- Optimización de las recargas.
- Renovación tecnológica de equipos eléctricos.



Quinto generador Diesel.

- Renovación tecnológica de equipos y sistemas de control.
- Renovación tecnológica de equipos, sistemas mecánicos y estructuras.
- Renovación tecnológica con el aumento de potencia.
- Renovación tecnológica con los proyectos derivados de la autorización de explotación.

Se describen a continuación, muy brevemente, los principales cambios contemplados dentro de cada uno de los planes de modernización y optimización de las recargas.

OPTIMIZACIÓN DE LAS RECARGAS

5º Generador Diesel

Con este nuevo Generador Diesel (5ºGD), se pretende una optimización

de la recarga permitiendo realizar los mantenimientos de los otros cuatro Diesel durante la operación normal de la planta. Se requiere además que este 5º GD pueda sustituir a cualquiera de los otros Diesel en cualquier incidencia que se pueda presentar y debe ser lo mas autónomo posible.

Para cumplir los requisitos anteriores el nuevo Diesel, cumple con las siguientes características:

- Capacidad para alimentar sus propias cargas y estar refrigerado por aire con independencia de los sistemas de refrigeración de la central.
- Capacidad para conectarse a cualquiera de las barras de salvaguardia de cada una de las dos unidades.
- Capacidad de control desde cada una de las dos salas de control de la central



Cambio de los alternadores.

- El diseño del control debía garantizar que el 5º GD no pudiera acoplarse a dos barras de salvaguardia y que no pudiera acoplarse en paralelo con otro generador diesel a una misma barra.
- La disposición de los equipos debería ser en contenedores a fin de facilitar y agilizar el montaje y puesta en operación.

El proyecto se inicia en enero de 2005 y se pone en marcha en la Unidad 1, en 2006 y en la Unidad 2, en 2007.

Otras mejoras

Merecen mención en este punto los cambios introducidos en diversos equipos para la mejora del manejo de las grúas manipuladora, combustible y polar, así como la modificación llevada a cabo en el carro de transferencia.

RENOVACIÓN TECNOLÓGICA DE EQUIPOS ELÉCTRICOS

En 2004 se planteó la necesidad la renovación de equipos eléctricos como consecuencia de su envejecimiento tras más de 25 años de funcionamiento a plena carga o por la desaparición de los mismos en las líneas de producción de los suministradores, lo que hacía inviable la obtención de repuestos. Fruto de ello fue la elaboración de un plan para el cambio de los alternadores, la sustitución de los interruptores de 380V y la renovación de los transformadores principales y motores de las bombas de refrigeración del reactor.

Cambio de los alternadores

Desde el comienzo de su operación, la central de Almaraz había ido realizando sucesivas mejoras sobre el ciclo de vapor, incrementando la potencia disponible para la generación eléctrica con sus alternadores de 1034 MVA (930 MW). Así, y en sucesivos escalones se incrementó mas de un 5 % hasta los 987MW (optimización del ciclo secundario debido a los cambios de turbinas de alta y baja presión, nuevos condensadores, nuevos MSR y otros), sin margen para la generación, y especialmente para la absorción de potencia reactiva.

El seguimiento de sus condiciones operativas y de funcionamiento indicaba unas temperaturas elevadas en algunas zonas del núcleo, que pronosticaban un envejecimiento de los aislamientos más acelerado. Con casi 30 años en operación, la sustitución de los alternadores ha evitado sin duda un fallo en estos equipos, con



Sustitución de los interruptores de 380V.

una buena disponibilidad histórica, pero ya sin márgenes. La renovación realizada con unos alternadores diseñados ya para las nuevas condiciones de operación del aumento de potencia permite hacer frente a los fenómenos de envejecimiento, acomodándose no solo a las condiciones de partida, sino que disponen del margen suficiente para el aumento de potencia hasta los 1050 MW.

Los nuevos alternadores de 1180 MVA de potencia aparente, factor de potencia (cos phi) entre 0,9 y 0,95 (sobre y subexcitado), están diseñados para permitir mayores variaciones de tensión, 21 kV -8,5 % y +6,5 %, lo que posibilita una mayor flexibilidad para adecuarse a los requerimientos de la red. Con la renovación de los alternadores también se han cambiado los sistemas auxiliares del alternador, agua de refrigeración de las bobinas, y aceite de sellado de los cierres del alternador.

El proyecto se inicia en 2007 y los alternadores son sustituidos durante las recargas del aumento de potencia en diciembre 2009 y diciembre 2010 (U-1 y U-2 respectivamente), siendo la maniobra de extracción e introducción de los nuevos estatores (455 Tm) la actividad más crítica dada las características del equipo y la necesidad de instalar un pórtico grúa provisional con capacidad de giro del estator.

Sustitución de los interruptores de 380V

Como consecuencia de haber cesado la fabricación de interruptores

Metron, fue necesario localizar en el mercado nuevos interruptores que ofreciesen las mismas características de funcionamiento. Tras contactar con diferentes suministradores se optó por los equipos propuestos por ABB-SADE.

Los interruptores propuestos por ABB-SADE presentaban la particularidad de disponer de relés digitales de protección y no estar calificados, por lo que se llevó a cabo, en colaboración con C.N. Cofrentes un proceso de calificación que se dividió en dos áreas: calificación del software y calificación 1E de los equipos.

ABB-SADE realizó la calificación del software que fue validado, como agencia independiente por la Universidad de Cantabria. El proceso de calificación se completó mediante la verificación de la compatibilidad electromagnética de acuerdo con la *Regulatory Guide 1.180*, para lo cual además de los ensayos realizados por el suministrador se realizaron en planta los correspondientes ensayos de compatibilidad tanto desde el punto de vista de receptores, como transmisores.

El proceso de calificación 1E fue realizado igualmente por ABB-SADE con la supervisión de C. N. Almaraz.

Una vez completados los procesos de calificación se procedió a la instalación de los nuevos interruptores en los centros clase 1E durante las paradas para recarga de 2006 en la Unidad 1 y 2007 en la Unidad 2. Dada la complejidad del cambio, que se tenía que acometer durante el descargo del tren y que era necesario instalar unos kits de adaptación en los cubículos, se definieron unos programas de montaje muy detallados.



Renovación transformadores principales.

La sustitución de estos interruptores ha permitido disponer de repuestos adicionales para los centros Nº 1E mediante la utilización de los interruptores sustituidos.

Renovación de transformadores principales

Si bien C. N. Almaraz contaba con un transformador de repuesto que permitía la rotación de los mismos y una revisión exhaustiva durante el ciclo de operación del transformador a mantener se consideró necesario, teniendo en cuenta el envejecimiento de estos equipos, realizar un plan de renovación. Este plan basado en la sustitución de chapa magnética y el bobinado junto con mejoras en el sistema de ventilación, requirió adquirir un transformador adicional de repuesto de forma que durante el proceso de renovación siempre hubiera un transformador de repuesto disponible para sustituir a uno de los que estuviera en servicio.

El proceso de renovación tuvo dos premisas: los transformadores renovados deberían ser capaces de admitir un incremento de potencia como el que estaba previsto y los trabajos de renovación deberían realizarse en planta. Esto reducía los plazos de entrega al eliminar el transporte de ida y vuelta a fábrica que tenía un gran impacto en los plazos.

La renovación se inició en 2004 con la adquisición de un transformador adicional de repuesto ya adaptado y la instalación del primer transformador reacondicionado en la Unidad 1 en 2005, completándose la renovación en 2008 en ambas unidades con la

instalación en la Unidad 1 del último transformador reacondicionado.

La realización de los trabajos de reacondicionamiento en planta supuso dos retos importantes: la construcción en planta de un taller *ad hoc* para el desencubado y sustitución de chapa magnética, y arrollamiento y la realización de pruebas *in situ*.

Con tal fin, se construyó un taller en las proximidades de donde se encuentran ubicados los transformadores para evitar en lo posible instalar caminos de rodadura adicionales y dotándose de los medios necesarios (suministro eléctrico y auxiliares) para llevar a cabo los trabajos.

La mayor dificultad surgió para realizar los ensayos requeridos por la normativa al ser necesario para determinadas pruebas equipos especiales de los que solo se dispone en fábrica. Para paliar esta situación, ABB, empresa encargada del reacondicionamiento, a requerimiento de C. N. Almaraz, contrató los ensayos de los primeros transformadores a una empresa italiana con experiencia en la realización de dichos ensayos y que disponía de los equipos móviles necesarios. Para el resto de transformadores, ABB adquirió los equipos necesarios para realizar los ensayos requeridos.

Renovación de motores de las bombas de refrigeración del reactor

C. N. Almaraz cuenta con un motor de repuesto que permite la rotación de los mismos y una revisión más detallada durante el ciclo de operación del motor retirado que pasa a ser el

de repuesto. Dadas las limitaciones de la revisión en planta y el envejecimiento de los motores, se ha decidido proceder a una recalificación de los mismos basada en la sustitución del estator como elemento más sensible y la recalificación del conjunto por un periodo de 15 años realizando las mejoras oportunas.

Este proyecto que se encuentra en fase de evaluación de ofertas está programado para el periodo 2012-2015.

RENOVACIÓN TECNOLÓGICA DE EQUIPOS DE I&C

Plan global de modernización

C.N. Almaraz definió hace 10 años un conjunto muy ambicioso de modificaciones a largo plazo sobre sus sistemas de control, instrumentación e información de proceso, con el fin de prevenir su obsolescencia y mejorar su facilidad de mantenimiento y operación mediante la introducción de tecnología digital.

Las principales hipótesis del plan son:

- Retrasar en lo posible el cambio de equipos de seguridad clase 1E, por las incertidumbres actuales en el licenciamiento como clase 1E de los sistemas digitales. En cualquier caso se abordará la realización de modernizaciones clave, que nos permitirá estar preparados en el caso de necesitarse cambios en este área. En algunos casos se deberá apostar por la sustitución de tarjetas similares a las antiguas retrasando así la necesidad de hacer un cambio de tecnología.
- Distribuir los cambios a lo largo del tiempo para laminar su impacto económico y posibilitar su integración con el resto de proyectos de modernización realizados en CNA.
- Incluir en cada parada de recarga los cambios que puedan ser asumidos sin incrementar el tiempo de recarga.
- Aprovechar la experiencia de los cambios ya realizados por otras centrales de la misma tecnología que CNA.
- La sala de control de CNA tendrá una interfase hombre-máquina híbrida debiendo convivir la tecnología analógica que la conformaba al principio del plan con la incorporación de nuevos sistemas. Estos nuevos sistemas se han integrado con visión global minimizando el número de interfaces diferentes con el objetivo de facilitar la operación de la central.
- Se selecciona una plataforma de control de no seguridad instalada

ya en otras centrales que tenga al sector nuclear como objetivo claro. La plataforma seleccionada ha sido la Plataforma Ovation. En fases posteriores del plan se elegirá una plataforma de seguridad para los sistemas de protección, con el objetivo de mantener y potenciar los requisitos de defensa en profundidad y diversidad con los que está diseñada la instrumentación y control de CNA.

- Los cambios se implementarán con anterioridad en el simulador de alcance total y en los simuladores de ingeniería disponibles con objeto de optimizar el diseño, la interfase hombre-máquina, la implantación, el ajuste y la formación de los diferentes perfiles de personal relacionados con los sistemas de instrumentación y control.

Este plan se ha ido revisando y se actualiza de cara al futuro de forma

anual, a la vista de la evolución de la obsolescencia de los diferentes sistemas y de los ejemplos de modernizaciones previas realizados en otras plantas. El objetivo es el de mantener la instrumentación y control en un adecuado estado del arte, asegurando su operación a largo plazo.

Los sistemas más importantes que se han modernizado hasta la fecha son:

- El control de turbina.
- El control del reactor (incluyendo el control del agua de alimentación principal).
- El control de los drenajes de los separadores recalentadores de vapor.
- El control de los drenajes de los calentadores de los sistemas de condensado y agua de alimentación principal.
- Actualización del Sistema de Protección de Estado Sólido (SPS) con

nuevas tarjetas que permiten un cambio uno a uno de las tarjetas antiguas.

Los sistemas más importantes que están en curso de modernización son:

- El cambio del ordenador de procesos (ya realizado con éxito en la Unidad 1).
- La modernización del sistema de control de la turbobomba de agua de alimentación auxiliar.
- La actualización de todas las tarjetas del secuenciador del Diesel.

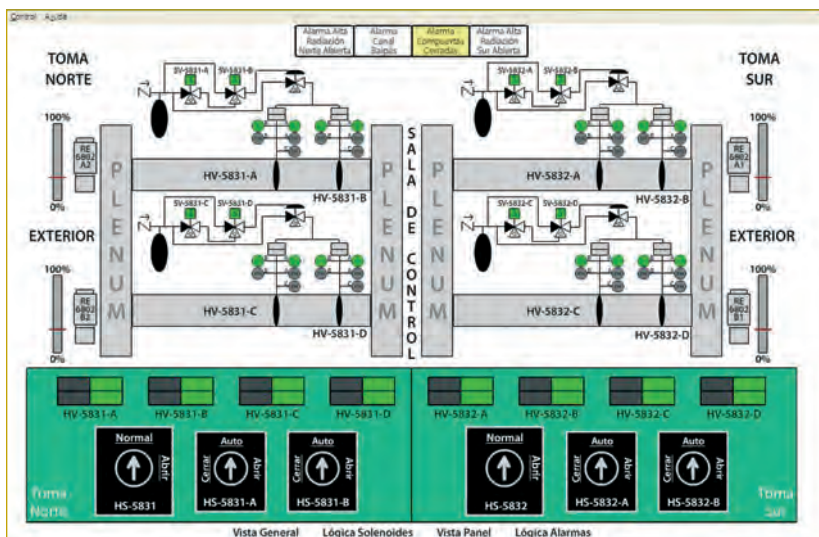
Otros sistemas cuya modernización se está considerando de cara al futuro son el sistema de control de barras, el sistema de indicación de barras y el propio secuenciador.

Ejemplo concreto de modernización I&C: monitores de radiación

La habitabilidad de la Sala de Control establece unos límites de infiltración que son función de los sistemas de monitorización y actuación disponibles. Para disponer de márgenes confortables de infiltración se ha procedido a la sustitución del sistema de vigilancia de la radiación de Sala de Control sustituyéndole por un nuevo sistema que cuenta con monitores de área redundantes clase 1E en cada una de las tomas de aire exterior y un sistema de selección automática de tomas que cierra la toma más contaminada y abre la opuesta.

C. N. Almaraz tiene la particularidad de que la Sala de Control de cada una de las unidades comparte el aire acondicionado y la filtración de emergencia con una toma de aire en la zona sur y otra opuesta en el norte.

La implantación del nuevo sistema que se ha realizado en la parada de recarga de la Unidad 1, de junio de 2011 y se completará en mayo de 2012 con la alimentación desde la Unidad 2. Consta, como se ha indicado anteriormente, de dos monitores de tecnología digital en cada una de las tomas, asociado cada uno de ellos a un tren de salvaguardias. Las lecturas de dichos monitores son comunicadas a una unidad digital central de proceso donde se comparan las lecturas con los umbrales de referencia y las lecturas entre monitores dando lugar a una salida mediante relés convencionales, a partir de los cuales y mediante una lógica cableada se realiza la selección automática de tomas, manteniendo la capacidad de que el operador pueda realizar la selección mediante las actuaciones manuales oportunas. Adicionalmente el sistema puede ser



Calificación del software.



Nueva planta de pretratamiento de agua.

alimentado desde los sistemas de salvaguardias de la Unidad 1 o la Unidad 2 previa selección del operador, lo que le dota de gran versatilidad durante las paradas de recarga cuando se sacan de servicio los trenes de salvaguardias.

Al ser los monitores de radiación y su gestión digitales, se ha llevado a cabo un proceso de calificación del software por el suministrador (Merlin Gerin) y se ha justificado el cumplimiento con la *Regulatory Guide* 1.180 en cuanto a compatibilidad electromagnética mediante los ensayos realizados por el suministrador del equipo y los ensayos realizados en planta.

Dada la complejidad del sistema para completar su proceso de licenciamiento se ha realizado un AMFE (Análisis Modal de Fallos y Efectos).

RENOVACIÓN TECNOLÓGICA DE EQUIPOS Y SISTEMAS MECÁNICOS

Nueva planta de pretratamiento de agua

El envejecimiento de la actual planta de pretratamiento con más de 30 años de funcionamiento junto con la necesidad de mayor caudal y calidad de agua para afrontar el aumento de potencia, en particular para alimentar las torres del sistema de refrigeración de turbinas, aconsejaron la instalación de una nueva planta de pretratamiento.

La nueva planta, suministrada por Hidroambiente, se acaba de poner en servicio y tiene una capacidad de producción de 200 m³/h de agua filtrada y descarbonatada. Siendo una planta convencional de pretratamiento de aguas tiene las siguientes particularidades: el proceso de desactivación de la materia orgánica puede hacerse por ozonación o por permanganato potásico; dispone de dos flotadores del 100 % de capacidad; cuenta con filtros de arena redundantes; el proceso de descarbonatación se realiza mediante lechos catiónicos; la alimentación eléctrica es redundante. Esto además de dotar de una mayor flexibilidad y disponibilidad a la planta, permite obtener agua de mayor calidad mediante procesos más simples.

La gestión de la planta se realiza mediante un sistema digital de monitorización y actuación con doble CPU redundante y dos estaciones descentralizadas, una ubicada en la Sala de Control de la planta de agua y otra local.

La instalación de la nueva planta de pretratamiento ha supuesto además de una obra civil de dimensio-



Cambio de separadores y recalentadores de vapor.

nes sobresalientes (los flotadores han sido construidos de hormigón) y la instalación de 10 tanques de dosificación y almacenamiento, el montaje de 35 bombas dosificadoras, 15 bombas centrifugas, más de 250 válvulas y 4 Km de tubería junto a 50 Km de cables lo que da una idea de la dimensión de la obra que se inició en 2010 y ha sido ejecutada en menos de 18 meses.

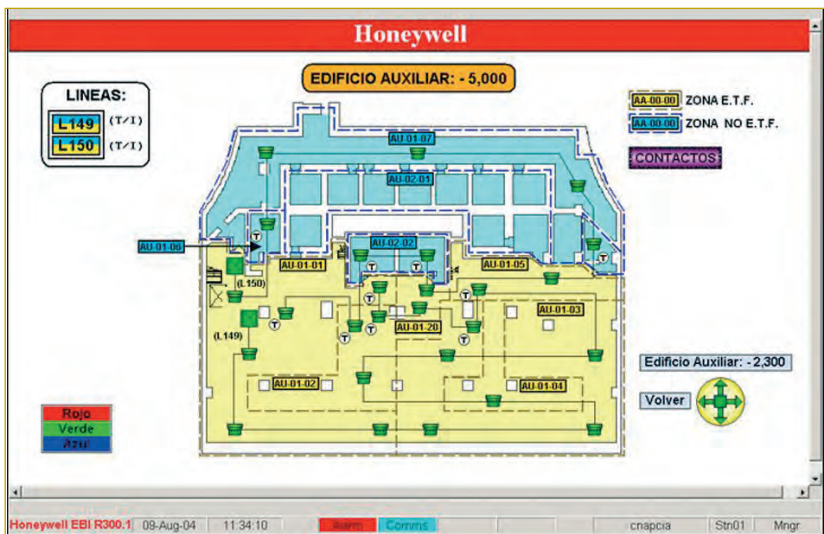
Nuevo sistema de megafonía e interfonía

El envejecimiento del sistema actual junto con las limitaciones debidas a la antigüedad de su diseño aconsejó la instalación de un nuevo sistema de megafonía e interfonía basado en tecnología VoIP.

El sistema consiste en una red anular con cinco canales de comunicación y dos servidores redundantes

ubicados en cada una de las Salas de Control con distribuidores localizados en lugares estratégicos de la planta que evitan que por un fallo en un punto se pierda la comunicación de la red limitando la pérdida como máximo a una zona de distribución. Además el sistema cuenta con baterías que mantienen el sistema en servicio durante 20 h en espera y 4 h en comunicación continua, en caso de pérdida del suministro eléctrico, que dentro de los edificios se alimenta de fuentes 1E.

La gestión del sistema permite emitir mensajes pregrabados, almacenar comunicaciones cuando el canal está ocupado y transmitirlos posteriormente, identificar las zonas donde se ha perdido la comunicación, transmitir mensajes a una zona específica de la planta y la priorización de mensajes desde la Sala de



Nuevo sistema de PCI (EBRI).

Control. Así mismo cuenta con un canal dedicado para la gestión de emergencias desde la Sala de Control. Además informa al operador de las anomalías surgidas en el sistema y mantiene un histórico de fallos y actuaciones de recuperación.

La instalación del nuevo sistema comenzó en 2009 y está prevista su finalización en el año 2011 siendo de destacar que durante el periodo de implantación han tenido que coexistir el nuevo y viejo sistema de megafonía e interfonía para lo que ha sido necesario diseñar un protocolo específico de comunicación con la complejidad que supone comunicar sistemas digitales y analógicos.

Cambio de separadores y recalentadores de vapor y del sistema de control de drenajes

El cambio de los separadores recalentadores de vapor (MSR) tenía como objetivos principales el hacer frente a los fenómenos degradatorios de erosión y corrosión que venían presentando, incrementar los márgenes frente a fenómenos vibratorios y mejorar el rendimiento de la planta incrementándose la potencia disponible para generación eléctrica en torno a los 10 Mwe.

Los nuevos MSR se diseñan para un funcionamiento óptimo en las condiciones de operación del aumento de potencia, disminuyéndose notablemente la caída de presión en el MSR, incrementándose la temperatura del vapor recalentado a la salida del MSR, garantizándose una eficiencia de separación del 99 %.

Los nuevos parámetros termohidráulicos prevén un mayor consumo de vapor a 1ª y 2ª etapa, lo que a su vez incrementa el caudal de drenaje a los tanques de recogida tanto de carcasa como de 1ª y 2ª etapa de diseño.

Este incremento de caudal a los tanques de recogida ha requerido adecuar tanto la capacidad de las válvulas de drenaje así como la respuesta del control a las nuevas necesidades, siendo necesario la sustitución de algunas válvulas y el cambio del sistema de control analógico a un control digital.

El proyecto se inicia a finales del año 2006, realizándose los cambios en la U-2, en noviembre de 2007 y en la U-1, en abril de 2008, con anterioridad al aumento de potencia.

Nuevo sistema de PCI (sistema EBI)

Los anteriores paneles de PCI instalados tanto en la Sala de Control como en el Edificio de Turbinas tenían un elevado número de señales que llegaban a estos paneles con un elevado número de cables, lo que hacía muy difícil el acceso a los diversos componentes para realizar labores de mantenimiento, con garantías de no provocar con ello acciones espurias. El grado de saturación existente no permitía tampoco hacer ampliaciones incluyendo nuevos sistemas.

Adicionalmente se estaban presentando problemas de obsolescencia de equipos.

Para dar una solución a la problemática anterior se analizaron las alternativas existentes en el mercado, seleccionándose la constituida por el sistema paneles-EBI que se describe.

El nuevo sistema está constituido por cinco paneles locales conectados en un bucle cerrado, uno de los cuales actúa como panel de cabecera que se conecta a sendas estaciones de trabajo del sistema EBI, en la Sala de Control y en el SAMO.

Todos los paneles están conectados entre sí mediante un anillo de fibra óptica. Esto permite que todos los paneles sean repetidores entre sí, de forma que las señales que se generen en uno de ellos se puedan ver desde los restantes y su control desde teclado (reconocimiento, silenciado de alar-

ma, reseteo...) se pueda realizar desde cualquiera de ellos.

El control de los elementos de campo se realiza de manera remota desde el sistema EBI, transmitiéndose las órdenes de control a los elementos a través de los paneles locales, aunque éstos también tienen capacidad de actuación local.

El sistema EBI está constituido por dos servidores (uno principal y otro redundante). El servidor redundante tiene la misma funcionalidad e información que el servidor principal puesto que están sincronizando continuamente la información entre ellos.

Las estaciones de trabajo muestran de manera gráfica los datos de los elementos de campo que se hayan solicitado y permiten su control. Asimismo permiten la gestión de listados y el control de las comunicaciones.

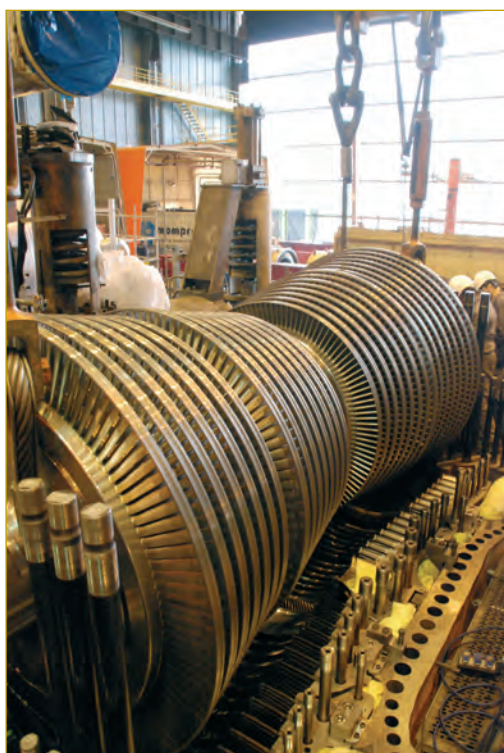
Dadas las características de los sistemas de PCI, sujetos a ETF, la implantación de este nuevo sistema requería que durante su implantación convivieran ambos sistemas de manera que se fueran traspasando los sistemas de una manera progresiva y ordenada, debidamente probados y verificados. Esto requirió establecer primeramente la red de anillo entre los distintos paneles, la comunicación con el EBI y el anillo que configuraba cada panel local, de manera que se fueran a continuación pasando cada uno de los distintos sistemas de PCI.

Se inicia este proyecto en su fase de Ingeniería en el año 2004, iniciándose la implantación del sistema el año 2005, y finalizando su puesta definitiva en servicio el año 2006.

LA RENOVACIÓN TECNOLÓGICA CON EL AUMENTO DE POTENCIA EN CN ALMARAZ

Los planes acometidos de renovación y modernización de los equipos y sistemas de la planta, dotados de mayores márgenes operativos, genera la oportunidad de acometer el aumento de potencia de manera segura y fiable, en unos plazos y costes razonablemente rentables.

Con la realización de los análisis de viabilidad que definían la capacidad disponible para aumentar la potencia térmica hasta 2947 MWt, CNAT lanza el proyecto en enero de 2007 con unos plazos de implantación de noviembre de 2009, en la Unidad 1 y noviembre 2010, en la Unidad 2,



Nueva turbina de alta presión.

presentándose el informe de licenciamiento en octubre de 2008 con un año de antelación a la implantación.

En el informe de licenciamiento se recoge la verificación realizada de todos los sistemas importantes de la planta incluidos los sistemas eléctricos,



Nuevas bombas de condensado y drenaje de condensadores.



Nuevo sistema de refrigeración de las barras de fase aislada.

cos, garantizándose la capacidad de refrigeración de la misma así como que se mantienen márgenes de seguridad para hacer frente a los distintos accidentes postulados en el Estudio Final de Seguridad.

A fin de adecuar la planta a las nuevas condiciones operativas, garantizando suficientes márgenes operativos y de seguridad, ha sido necesario sustituir/adaptar diversos equipos en la planta, lo que ha supuesto a su vez una renovación tecnológica de los mismos, incorporando los últimos diseños verificados existentes.

Seguidamente se indican, muy brevemente, los aspectos más relevantes del proyecto, en cuanto a lo que se refiere de sustitución/adaptación de grandes equipos.

Nueva turbina de alta presión

Las nuevas condiciones del vapor a la salida de los generadores de vapor unido al mayor caudal de vapor requieren una adaptación de la admisión de la turbina de alta presión manteniendo suficiente margen de regulación.

La necesidad anterior, unida a la existencia de diseños optimizados que garantizaban un mayor incremento de la potencia eléctrica disponible hacía recomendable una sustitución completa de la turbina de alta presión, requiriéndose un margen de regulación del caudal del vapor a la misma de 1,5 %.

Con las nuevas condiciones del vapor principal, la presión de admisión de la turbina de alta presión se ha reducido desde los 64,6 bara (938 psia) hasta 60,3 bara (875 psia).

El rotor de la nueva turbina de alta presión es todo él de reacción, de doble flujo y con 15 filas de alabes por cada flujo. Incorpora nuevos alabes 3D móviles de mayor eficiencia que reducen las pérdidas secundarias de las primeras etapas.

La parte estacionaria de la nueva turbina de alta presión, está constituida por un nuevo anillo de admisión (1ª etapa estacionaria), cilindro interno de doble flujo (siete etapas por cada flujo) y dos coronas portapaletas (una por cada flujo, con siete etapas estacionarias cada una).

Nuevas bombas de condensado y de drenaje de calentadores

El aumento de la potencia nuclear requiere un incremento en la transferencia de calor en los generadores de vapor. Este incremento se produce fundamentalmente aumentando un 9,5 % el caudal aportado por las turbo-bombas de agua de alimentación principal (FW). Con el objeto de mantener los márgenes operativos, se requiere que las turbo-bombas giren a la misma velocidad (4800 rpm) manteniéndose en la misma curva Q-TDH, y las válvulas de FW regulen en las mismas aperturas equivalentes. La disminución en el TDH de las bombas de FW, asociada al aumento de caudal, se compensa con el aumento en la presión de aspiración de las mismas y la reducción en la presión de los generadores de vapor.

El aumento de la presión de aspiración de las bombas de agua de alimentación y el incremento del 9,5 % en el caudal se consigue mediante la sustitución de las bombas de condensado (CD) y de las de drenaje de



Vista panorámica de las torres de refrigeración de la turbina.

calentadores (HD) por unas nuevas bombas con curvas Q-TDH más altas.

Nuevo sistema de refrigeración de las barras de fase aislada

Se ha modificado la refrigeración de las barras de fase aislada desdoblando el circuito e integrando en él el área de formación del triángulo en los tramos situados entre los tres transformadores monofásicos.

Además se instala un nuevo equipo de ventilación que garantiza la operación correcta de las barras para una intensidad máxima de 36 kA, superior a la máxima intensidad de generación prevista, y que incorpora un mayor nivel de redundancia en sus componentes y de instrumentación, mejorando su disponibilidad y operación.

Mejoras en el sistema de refrigeración de turbina (TC)

La principal función del sistema de refrigeración del Edificio de Turbina (TC) es disipar el calor residual de los diversos componentes de la turbina y del alternador que así lo requieren, además de suministrar refrigeración a otros equipos de la planta secundaria.

Los nuevos requisitos técnicos exigidos al alternador y barras de fase aislada incrementa la carga térmica a extraer por el sistema de agua de refrigeración TC, aproximadamente un 30 %, por lo que, para mantener las condiciones de refrigeración, ha sido necesario reforzar el sistema auxiliar TCA, así como instalar un nuevo sistema auxiliar TCB.

Ambos sistemas auxiliares de refrigeración, consistente en torres de tiro forzado refrigeran, cuando el sistema original TC no sea suficiente, el agua de bobinas, la excitatriz y las barras de fase aislada (TCB), así como hidrógeno del alternador (TCA).

Modificación de internos de las válvulas de seguridad del presionador

Los análisis de viabilidad del aumento de potencia, identificaron que algunos accidentes requerían un rápido alivio de la presión del presionador, superior a los márgenes disponibles antes del aumento de potencia. Para solucionar este aspecto, se requería la eliminación del sello de agua existente en las válvulas de seguridad del presionador. Esto solo se podía conseguir cambiando el tipo de válvula, es decir, adecuando los internos de las mismas de manera que las válvulas fueran estancas bajo ambiente de va-



Cambio alternador.

por, lo que requirió sustituir los internos por un nuevo diseño, flexi disc.

Implantación del aumento de potencia

La implantación de las modificaciones requeridas se integraron dentro de los programas de recarga, si bien fue necesario realizar un gran número de actividades de preparación y montaje con la planta en operación, lo que requirió una detallada planificación de las mismas y una ejecución ordenada y coordinada entre las distintas áreas implicadas.

El proyecto de aumento de potencia por la cantidad de cambios asociados como por los plazos de ejecución, ha requerido establecer programas detallados de ejecución tanto en las fases de diseño como de implantación, siguiéndose en esta programación el concepto de cadena crítica, utilizándose para ello la herramienta de Concerto, de manera que permitiera establecer las prioridades y acciones requeridas a fin de cumplirse los programas previstos.

Una de las actividades más complejas de ejecución fue la derivada de la extracción del antiguo estator y la implantación del nuevo estator, principalmente en la Unidad 2 debido a la disposición del alternador con respecto al muelle de turbinas, que requería elevar el estator sobre los componentes de la turbina de baja y alta presión.

Dado que el puente grúa de turbina tiene una capacidad de 180 Tm y el estator tiene un peso aproximado de 455 Tm, fue necesario montar un pórtico

grúa provisional con posibilidad de giro del estator desde la planta de maniobras a la zona del muelle sobre la plataforma. Una idea de la dimensión de este pórtico grúa la da el peso total de elementos instalados (400 Tm). El diseño de esta estructura requería que solo se transmitieran cargas a las cabezas de los pilares de la estructura del edificio. Las maniobras de extracción e introducción del estator son maniobras de gran precisión que tuvieron una duración de 26 y 20 horas respectivamente en la Unidad 2.

Otro aspecto importante a destacar fue la enorme actividad de tendido de cables y alineamiento de señales (más de 1000 entre señales cableadas y comunicadas), ya que además del cambio a control digital del sistema de control de nivel y drenaje de los calentadores de alta y baja presión, los nuevos equipos y sistemas instalados (alternador y sus sistemas auxiliares, refrigeración de barras, refrigeración de turbinas, bombas de CD y HD, etc) se han dotado de un gran número de señales para el control y supervisión del estado de funcionamiento de los equipos y de un sistema gráfico de ayuda para la operación y seguimiento de los equipos.

La correcta implantación de los cambios y la verificación de que estos están de acuerdo a los criterios de diseño, se comprueba mediante las pruebas requeridas en la secuencia de pruebas que verifica primeramente que los sistemas y equipos responden a los criterios especificados y de diseño, y que la subida de potencia, incluyendo

transitorios, aseguran que la planta puede operar de forma segura en las nuevas condiciones de diseño.

El programa de pruebas se ha basado en el 10CFR50, Apéndice B, criterio XI, y los requisitos específicos para la definición del programa de pruebas que se describen en la RG 1.68 Rev. 3 y en el SRP 14.2.1 (Rev. 0 de diciembre de 2002).

Dentro del programa de pruebas de la secuencia de arranque, cabe destacar la realización de distintos transitorios reales de la planta que confirmaron la respuesta dinámica de la planta y el correcto ajuste de la misma para hacer frente a los transitorios de diseño.

Dentro de los transitorios realizados se encuentran, el enfriamiento brusco del secundario por apertura de la válvula de by-pass de calentadores y disparo de bombas de drenaje de calentadores, disparo de una turbobomba de agua de alimentación principal, rechazo de carga del 10 % y subida de potencia en rampa del 5 %, y el rechazo de carga del 50 %.

Todos estos transitorios fueron realizados satisfactoriamente sin ninguna incidencia, lo que confirmó el correcto diseño y ejecución de los cambios y la capacidad de la planta para hacer frente a los transitorios de diseño.

Los transitorios anteriores habían sido previamente analizados con el modelo de simulación de Almaraz, desarrollado dentro del proyecto de aumento de potencia por el área de termohidráulica de CNAT, con Relap 5/Mod3 (numérico) + NPA (gráfico), denominado Analizador de Planta de Almaraz (APA) validado frente a numerosos transitorios reales de planta, constituyendo éste el modelo de generación de transitorios de validación del Simulador de Alcance Total (SAT) para entrenamiento de operadores.

Con el analizador de planta se han simulado una matriz de transitorios que cubren todos los tipos identificados en el SRP 14.2.1 identificados como potencialmente impactados por un aumento de potencia similar al realizado en C.N. Almaraz. La recopilación de todos estos escenarios, denominada Manual de Dinámica de Planta de CNA, ha permitido comprobar la correcta respuesta esperada de la central tras el aumento de potencia y evitar la realización de pruebas adicionales.

El proyecto de aumento de potencia, complejo y ambicioso por sí, ha supuesto además de una renovación tecnológica importante una revisión completa de la central, confirmándose con las pruebas realizadas el correcto diseño de sus equipos y sistemas la

respuesta dinámica de la planta y, el mantenimiento de los márgenes de seguridad y operación.

LA RENOVACIÓN TECNOLÓGICA CON LOS PROYECTOS DERIVADOS DE LA AUTORIZACIÓN DE EXPLOTACIÓN

Con la carta MIE-ATA-000216 "Orden Ministerial por la que se concede renovación de la autorización de explotación a la Central Nuclear de Almaraz, Unidades I y II", del 10 de junio de 2010 se concede el permiso de explotación a C. N. de Almaraz, requiriéndose que en el plazo 2010 -2014 se incorporen los cambios reflejados en el condicionado de la autorización de explotación derivados de la Revisión Periódica de Seguridad, de la transición a la Normativa de Aplicación Condicionada (NAC), así como de la adaptación a la Nueva Normativa (WENRA e IS).

Los cambios requeridos además de suponer una adaptación y renovación tecnológica de equipos y sistemas actuales, supone con su adaptación a nuevos requisitos de seguridad impuestos por la nueva normativa, actualizar el diseño de las plantas, incrementando la fiabilidad de los sistemas, estructuras y componentes garantizando la operación segura, y fiable de las plantas en su vida de diseño posibilitando operar las plantas mas allá de la misma.

Las mejoras a realizar se enmarcan principalmente en garantizar un mejor control de las emisiones al exterior, la respuesta de la planta frente a incendios, capacidad de hacer frente a un incendio generalizado en la Sala de Control y la Sala de Cables, mejora de los sistemas de control y protección para adecuarlos a la NAC.

Mejoras en los sistemas de filtración actual e instalación de una unidad redundante de filtración en el Edificio de Combustible

- De acuerdo a lo indicado en el punto 10 del Anexo de la carta MIE-ATA-000216 "Orden Ministerial por la que se concede renovación de la autorización de explotación a la Central Nuclear de Almaraz, Unidades I y II", se requiere adaptar a la RG 1.140 rev.2 los siguientes sistemas:
 - Sistema de filtración de los Edificios de Salvaguardias (U-1 y U-2); de la purga de Contención (U-1 y U-2); de la purga de hidrógeno de los Edificios de Contención (U-1 y

U-2); del Edificio Auxiliar (U-X); del Edificio de Tratamiento de Purgas (U-X); del Edificio de Talleres Calientes y Descontaminación (U-X); del Edificio de Acceso a Zona Controlada (U-X); de Preacceso a Contención (U-1 y U-2); del sistema de extracción de vapor de cierres y vacío del condensador (U-1 y U-2).

El alcance de las modificaciones consiste principalmente en la implantación de filtros pre-HEPA, mejoras en la instrumentación, modificaciones en bastidores de filtros HEPA y carbón activo para mejora de los valores de penetración.

- De acuerdo a lo indicado en la ITC 11 del condicionado de la autorización de explotación a la Central Nuclear de Almaraz, Unidades I y II, se requiere adecuar el diseño del sistema de filtración del aire del Edificio de Combustible a la RG 1.52 Rev 3. Este requisito implica la implantación de una nueva unidad de filtración redundante de la actual. La nueva unidad se instalará en una nueva sala a construir sobre cada uno de los edificios de combustible de la central, y se conectará mediante conductos a los sistemas actuales de extracción e impulsión, incorporando los equipos necesarios para permitir su alineamiento en automático.

Mejoras en la respuesta de la planta frente a incendios. Nuevo panel de parada alternativa, nuevo sistema de PCI sísmico, adaptación a la NFPA 805

De acuerdo a lo indicado en las ITC 10 y 13 del condicionado de la autorización de explotación, se requieren mejoras a fin de dotar a la planta de la capacidad de hacer frente a un incendio generalizado en la Sala de Control y la Sala de Cables, disponer de capacidad de hacer frente a un incendio derivado de un sismo, y de adaptar el diseño de la protección contra incendios a los requisitos de la NFPA y de la IS30.

- La capacidad de hacer frente a un incendio generalizado tanto en la Sala de Control como en la Sala de Cables, requiere la instalación de un Panel de Transferencia (PT) y un nuevo Panel de Parada Alternativa (PPA). El PT cumplirá el criterio de diseño de aislamiento de los circuitos de control frente a perturbaciones producidas por el fuego, siendo sus funciones la de transferir el mando, señalización y alarmas de

los equipos al PPA así como la de transferencia de alimentación eléctrica a lazos de medida, instrumentos y válvulas solenoide.

El PPA, instalado en la sala de interruptores de tren A de cada unidad, incorpora los controles e indicaciones de los principales sistemas de la planta a fin de garantizarse la capacidad de la parada segura de la planta y cumplir con los requisitos de la RG 1.189 rev2, debiéndose definir el alcance de pruebas a realizar según RG 1. 68, validándose los procedimientos para ir a la parada fría según el NUREG 18.52.

- La capacidad para hacer frente a un incendio derivado de un sismo requiere la instalación de un sistema que cumpla con el Apartado 3.6.4 de la NFPA 805 "Sistema de PCI a mangueras". El sistema de PCI sísmico cumplirá con los siguientes criterios: pérdida de energía exterior, extinción en áreas con equipos requeridos para la parada segura postulándose criterio de riesgo único, un sistema de bombeo redundante y diverso, y con un almacenamiento capaz de alimentar a dos puestos de mangueras durante dos horas.
- La adaptación del diseño actual del sistema de PCI a los requisitos de la norma de protección contra incendios NFPA 805, limitada a áreas que contengan equipos, sistemas y componentes necesarios para las paradas seguras requiere entre otras actuaciones:
 - Mejora en la capacidad de aislamiento de los sistemas de ventilación mediante la instalación de compuertas cortafuegos.
 - Instalación de protecciones pasivas sobre bandejas y conductos.
 - Doble alimentación hidráulica al sistema de PCI de contención.

Mejora de los sistemas de control y protección para adecuarlos a la NAC (Normativa de Acción Condicionada)

De acuerdo a lo recogido en la ITC 12 del condicionado de la autorización de explotación, se requieren mejoras a fin de adecuar la central a los requisitos de la RG 1.75 Rev. 3.

Antecedentes y evolución de criterios, normas y requisitos (RG 1.75)

El análisis de la revisión 3 de la RG 1.75 fue solicitado por el CSN a C.N. Almaraz en la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) a la Autorización de Explotación sobre "Normativa

de Aplicación Condicionada" del 21 de noviembre de 2008.

La RG 1.75 revisión 3 (febrero 2005) y la norma IEEE-384-1992 a la que hace referencia, describen métodos aceptables por el Organismo Regulador Americano (NRC) para la separación física y eléctrica de los circuitos y equipos eléctricos clase 1E y asociados.

La revisión 1 de la RG 1.75 fue editada en EE.UU., en 1975. La experiencia de aplicación de los requisitos de dicha RG y de la norma en ella referenciada ha dado lugar a sucesivas revisiones de las mismas siendo la revisión 3 la última publicada.

Cuando la RG 1.75 fue editada por primera vez, C.N. Almaraz ya disponía de autorización de construcción y el diseño se encontraba en una fase bastante avanzada. Al igual que en las centrales nucleares de EE.UU. de su misma generación, dicha RG no fue considerada base de diseño en el proyecto.

Los criterios de diseño aplicados para la separación física y eléctrica de equipos y conducciones clase 1E y asociados fueron establecidos por el suministrador principal y las ingenierías involucradas en el proyecto, de acuerdo con los conocimientos técnicos y experiencia de aplicación en centrales nucleares de la misma generación, en particular en la central de referencia. Dichos criterios quedaron plasmados en el Estudio Final de Seguridad de la central, en particular en las secciones 7.1, 8.1 y 8.3 y así ha estado aprobado por el organismo regulador hasta la ITC antes mencionada.

La RG 1.75 Revisión 3 y la IEEE-384-1992 en ella referenciada son normas tanto de diseño básico como de detalle, por lo que las centrales diseñadas con otros criterios van a tener necesariamente desviaciones en su cumplimiento, sin que eso signifique que dichas desviaciones no se puedan justificar, demostrando que las funciones de seguridad no se ven comprometidas en los riesgos analizados.

Sistemas eléctricos en CNA y cambios derivados del condicionado de la autorización de explotación

Se ha hecho un análisis pormenorizado punto a punto de la RG 1.75 y de la norma por ella referenciada, y se han identificado todas las desviaciones encontradas. Dichas desviaciones han sido analizadas con el fin de justificar que se cumplen los objetivos de seguridad de la RG 1.75, aunque el método de llevarlo a cabo sea diferente por las fechas de construcción de la central.

De dicho análisis se han derivado una serie de mejoras que fueron presentadas al CSN y que forman parte de las Instrucciones Técnica Complementarias de la Autorización de Explotación.

Dichas mejoras se han incorporado a un plan que incluye la incorporación de bandejas acorazadas en algunos tramos de su recorrido, la sustitución de algunos equipos (registradores, relés de aislamiento) cuando no se disponía de información suficiente que justificara su función o calificación, la realización de ensayos de calificación sísmica, las modificaciones para el mantenimiento de las separaciones en la disposición de elementos y cableado dentro de cabinas y paneles, el etiquetado e identificación de la asignación de cables y conducciones, el cambio de alimentación eléctrica a algunos consumidores, etc.

Se han previsto modificaciones de diseño, con alcance limitado, que permiten la planificación de la ejecución, en un número de más de 50 acciones individualizadas que recogerán todos los cambios que afectan al diseño y la realización de los trabajos resultantes de la aplicación directa por la organización de mantenimiento, tanto de las desviaciones identificadas como en los trabajos a futuro a partir de ahora.

La resolución de las desviaciones y el cumplimiento de los requisitos derivados, está previsto realizarlo a lo largo de los próximos años, con fecha límite de 2014. La ejecución de modificaciones a realizar durante las paradas para recarga se llevarán a cabo en las paradas de 2013, en la Unidad 2 y 2014, en la Unidad 1.

CONCLUSION

Desde la puesta en explotación de la C.N. Almaraz, y en especial en la última década, ésta ha estado sujeta a numerosos cambios experimentando una gran transformación y renovación tecnológica.

Estos cambios contemplados siempre dentro de actuaciones estratégicas y planes operativos, ha permitido la ejecución de todos ellos de una manera ordenada, cumpliéndose mayoritariamente con la calidad, los plazos y los costes establecidos.

La renovación tecnológica ya acometida y la actualmente en curso permite actualizar los diseños, incrementándose la fiabilidad de los sistemas, estructuras y componentes de manera que se garantice la operación segura, fiable y económica de las plantas en su vida de diseño posibilitando operar estas más allá de la misma. ■