

Aumento de potencia en la central nuclear de Almaraz

F. J. Sanz

El Aumento de Potencia en C.N Almaraz es el final de un proceso de mejoras realizadas, a lo largo de los años, que han permitido una renovación tecnológica en sus sistemas y equipos importantes. Las características y capacidades operativas de los nuevos equipos han permitido acometer el Aumento de Potencia manteniendo márgenes de seguridad adecuados.

En enero de 2007 se lanza el Proyecto de Aumento de Potencia para ambas Unidades de C.N. Almaraz, con un programa de implantación de noviembre-diciembre de 2009 en la Unidad 1 y octubre-noviembre 2010 en Unidad 2.

La implantación de los cambios ya ha finalizado en la Unidad 1, procediéndose, actualmente, con la secuencia de pruebas de arranque, que esta previsto finalice en la 2ª quincena de febrero tras la realización de una serie de transitorios operacionales.

En este artículo se describe, brevemente, el alcance de los trabajos desarrollados en estos tres años, recogiendo una descripción de las características más importantes de los equipos y sistemas que se han instalado, así como de las herramientas desarrolladas y utilizadas para la verificación del diseño y entrenamiento del personal.

The power uprating of Almaraz NPP is the end result of a series of improvements carried out over the years that have allowed the technology to be renewed in the main systems and equipment. The characteristics and operating capabilities of the new equipment has allowed the power uprating to take place while maintaining adequate safety margins.

In January 2007 the Power Uprating Project for both units at Almaraz NPP was launched, with an implementation schedule for Nov-Dec 2009 for Unit 1 and Oct-Nov 2010 for Unit 2.

The changes have already been completed for Unit 1, and it is currently undergoing testing of the startup sequence which are expected to finalize by the end of February after a series of operating transients.

This article briefly describes the scope of the work developed over the last three years and includes a description of the most significant characteristics of the equipment and systems installed, as well as the tools developed and used for the design verification and personnel training."



Para el desarrollo e implantación del aumento de potencia se estableció un equipo de proyecto al que se asignaron responsables y coordinadores de distintas áreas de Almaraz-Trillo.

Este equipo de proyecto estaba formado por responsables de proyecto y áreas de la organización de Oficinas Centrales (Proyectos Especiales, Combustible, Seguridad y Licencia, Suministros y Control de Fabricación) y de la Organización de Explotación (Ingeniería de Planta, Operación, Áreas de Mantenimiento Mecánico, Eléctrico e Instrumentación, Formación, Contratación y Garantía de Calidad). Adicionalmente en este equipo de trabajo se integró el jefe de proyecto y los responsables de Seguridad y Planificación de EA, así como un coordinador de Westinghouse y Enusa.



FRANCISCO JAVIER SANZ ROMAN es ingeniero industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid.

En 1981 se incorpora a Empresarios Agrupados en el Departamento Mecánico para Proyectos Nucleares.

En 1986 se incorpora a Central Nuclear de Almaraz en el área de Ingeniería. Entre los años 1992 y 1997 participó en el Proyecto de cambio de los Generadores de Vapor y fue jefe de Proyecto del cambio de las turbinas de Alta y Baja Presión.

Desde 2000 y tras la fusión de C.N. Almaraz y C.N. Trillo se incorpora al área de Ingeniería y Proyectos Especiales como responsable del área de Sistemas del Secundario Turbogrupos y Auxiliares. En 2007 es nombrado jefe de Proyecto del Aumento de Potencia para las Unidades 1 y 2 de C.N. Almaraz.

ANTECEDENTES

Desde el inicio y puesta en comercialización en 1981, la central nuclear de Almaraz ha venido realizando modificaciones y cambios de grandes equipos.

Como consecuencia de la problemática que presentaban los tubos de los Generadores de Vapor (GV) (corrosión bajo tensión) se llevaron a cabo diferentes medidas para tratar de desacelerar este fenómeno, que conducía a un progresivo taponamiento de tubos en los GV.

Ya a finales de los ochenta y principio de los noventa y con el fin de mejorar la química del secundario, fueron sustituidos los calentadores de baja presión y el condensador, eliminando el cobre del secundario y poder así subir el PH del circuito del secundario. Se mitigaba así el fenómeno de desgaste y arrastre a los GV de material de los componentes de acero al carbono afectados por el fenómeno de erosión-corrosión.

Todos estos cambios permitieron retrasar hasta el año 1996 se sustitución de los generadores de vapor y las turbinas de baja presión, también afectadas por



Figura 1. Maniobra de izado del Nuevo Alternador.

corrosión bajo tensión, cuyas grietas detectadas en los chaveteros de sus discos requerían inspección y seguimiento de su crecimiento, prácticamente en todas las paradas de recarga.

Todos estos nuevos componentes, además de utilizar nuevos diseños y materiales menos susceptibles a los fenómenos de corrosión bajo tensión, se dimensionaron con márgenes suficientes para una operación continuada y con capacidad para hacer frente a posibles aumentos de potencia que, ya en aquellos momentos, se estaban realizando en plantas nucleares referencia de C.N. Almaraz.

Con el nuevo diseño de las turbinas de baja presión, que incorporaba diseños de alabes optimizados, mejoró el *heat rate* del circuito secundario incrementando la capacidad de producción de energía eléctrica, manteniendo la potencia térmica del primario.

Con la fusión, ya en esta última década, de la central nuclear de Almaraz con la central de Trillo, se impulsan diferentes proyectos que conducen a una renovación tecnológica principalmente en sus sistemas de control y de producción de energía eléctrica, estos últimos ya en su límite de vida y capacidad de diseño. Diferentes proyectos de mejora en la planta llevan a C.N. Almaraz de una potencia eléctrica de diseño de 930 MW a una producción de 987 MW, actualmente.

El programa de renovación tecnológica de C.N. Almaraz abarcó desde el cambio de sus sistemas de control (nuevo sistema de control digital, con plataforma Ovation), hasta el cambio de grandes equipos mecánicos (nuevos separadores recalentadores de vapor MSR) y eléctricos (nuevos transformadores, alternadores, excitatriz y barras de fase aislada).

Todos estos nuevos componentes, se especificaron con márgenes de diseño suficientes para poder acometer a futuro posibles aumentos de potencia.

Con este plan de renovación tecnológica ya en marcha, en el año 2006 Central Nuclear de Almaraz-Trillo decidió actualizar los estudios de viabilidad para incrementar la potencia térmica de ambas unidades de Almaraz desde los 2729 MWt hasta la nueva potencia de 2947 MWt lo que supondría un incremento del 8% de su potencia térmica.

Los resultados de dichos estudios confirmaron la viabilidad del incremento de potencia, de manera que la dirección de Central Nuclear de Almaraz-Trillo decidió, en enero de 2007, el lanzamiento del Proyecto de Aumento de Potencia con el objeto de implantar éste en la Unidad 1 durante la parada para la 20ª recarga de combustible (octubre-noviembre 2009) y en la Unidad 2 durante la parada para la 19ª recarga de combustible (noviembre 2010).

EL AUMENTO DE POTENCIA EN C.N. ALMARAZ

Se inicia así pues, en enero de 2007, el Proyecto de Aumento de Potencia, con un programa para implantación en el año 2009 en Unidad 1 y un hito previo muy importante de enviar, el 30 de octubre de 2008, la solicitud al Ministerio de Industria y Energía. Esta solicitud requería el envío del Informe de Licenciamiento con un año de antelación para permitir, y facilitar así, el proceso de evaluación por el Consejo de Seguridad Nuclear.

Este informe, que siguió la estructura y contenido requerido por la NRC en la guía RS-001, Rev.0 Dic. 2003 "Review Standard for Extended Power Uprate" para este tipo de proyectos, revisa la capacidad de todos los sistemas importantes de la planta (incluidos sus sistemas eléctricos), garantizando la capacidad de refrigeración de la misma y manteniendo márgenes de seguridad para hacer frente a los distintos accidentes postulados en el Estudio Final de Seguridad (EFS).

En el Informe de Licenciamiento, además del resultado de la evaluación realizada a los sistemas y componentes de la planta y del resultado de los análisis de accidente para las nuevas condiciones operativas, se recoge la propuesta de cambios a las especificaciones técnicas de funcionamiento, así como la propuesta de cambios al estudio final de seguridad.

Para el análisis del gran LOCA, se ha utilizado la metodología actual ASTRUM-BELOCA y, para la comprobación de la integridad de la contención se ha utilizado el modelo GOTHIC-Containment.

Para prever el comportamiento dinámico de la planta ante transitorios, el área de termohidráulica ha ampliado el Analizador de Planta de Almaraz (APA) existente para el circuito primario, incluyendo el circuito secundario, lo que permite ver la evolución de la planta ante distintos transitorios.

La aplicación y alcance de este analizador en el Proyecto Aumento de Potencia se describe más adelante en el apartado correspondiente a pruebas de puesta en marcha.

CAMBIOS REALIZADOS EN LA CENTRAL NUCLEAR ALMARAZ

Como se ha indicado anteriormente, simultáneamente al Proyecto de Aumento de Potencia se ha implantado durante la parada recarga R120 otros proyectos enmarcados dentro del plan de renovación tecnológica pero imprescindibles para poder aumentar la potencia de la planta.

Estos proyectos son el REGEN (cambio de alternador) y el ALFA (modificaciones de barras de fase aislada). Los alcances de cada uno de ellos son los siguientes:

- Proyecto REGEN:
 - Cambio del alternador y excitatriz.
 - Implantación de nuevos equipos de refrigeración asociados al alternador (*skid* de enfriamiento de aceite de sellos y *skid* de enfriamiento de agua de bobinas).
- Proyecto ALFA: Adecuación de las Barras de Fase Aislada (BFA).
 - Implantación de nuevos equipos de ventilación de BFA.
- Proyecto Aumento de Potencia:
 - Cambio de turbina de alta presión.
 - Cambio de las Bombas de Condensado (CD) y Drenaje de Calentadores (HD).
 - Cambio de válvulas HD y mejora del control digital de drenajes de calentadores.
 - Cambios en el sistema de refrigeración del Edificio de Turbinas (TC):
 - Ampliación de las torres del sistema TCA.
 - Implantación de un nuevo sistema TCB.
 - Nuevo sistema de agua de aporte y sistemas a las torres de refrigeración.
 - Alimentaciones eléctricas. Implan-

tación de un contenedor eléctrico.

- Nuevas alimentaciones eléctricas (CF y CCM) en el Edificio de Turbinas.
- Cambio internos Válvulas Seguridad Presionador (PSV) y nueva línea de drenaje.

La incorporación de los nuevos equipos y su integración con los sistemas actuales de la planta, han requerido la realización de un total de 49 modificaciones de diseño, finalizándose la ejecución de las mismas durante la pasada recarga de la U-1 (R-120).

Todas estas modificaciones de diseño han requerido nuevos equipos y componentes, realizándose una gestión de más de 600 pedidos, con sus correspondientes especificaciones de materiales, petición de ofertas, contrataciones, seguimiento de fabricación.

Se indica a continuación los aspectos más importantes de los principales cambios introducidos:

Nuevo alternador y sistemas auxiliares

La razón fundamental para la sustitución del alternador fue la renovación de equipos para extender la vida útil restante de la unidad, y la recuperación de los márgenes operativos que se habían ido reduciendo con los incrementos de potencia realizados en años anteriores.

La potencia inicial de la máquina era de 930 MW, que con un $\cos \phi$ nominal de 0.9, daba 1034 MVA de potencia aparente del alternador. La potencia que estaba dando el alternador en el último ciclo se situaba en 987 MW, limitando la reactiva de generación hasta un valor de $\cos \phi$ de 0.95.

La experiencia operativa de los alternadores originales es buena, aunque se observaba que en el diseño no se habían incluido todas canalizaciones de refrigeración en el extremo del núcleo magnético que serían necesarias para funcionar con potencias elevadas, por encima de la nominal, y con valores de $\cos \phi$ próximos a la unidad; en el nuevo alternador se han especificado las condiciones de funcionamiento para que las temperaturas resultantes estén en todo caso por debajo de los límites de utilización de los aislamientos de clase B.

En los alternadores originales, el rango de tensión nominal era de 21 kV $\pm$ 5%. Los nuevos alternadores se especifican para un rango de tensión de 21kV $\pm$ 6.5/-8.5%, con una variación de un 15%. Este valor ha sido ajustado como compromiso entre la intensidad de generación, y la intensidad de campo. Sus características nominales son:

1180MVA, $\cos \phi = 0.9/0.95$,
 $U_n = 21\text{kV}, \pm 6.5/-8.5\%$.

Con el nuevo alternador la intensidad de campo nominal pasa de 7858 a 8840 A, lo que supone un 25% más de carga en



Figura 2: Maniobra de izado del Nuevo Alternador vista lateral del estator.

condiciones nominales, y es necesario un incremento en la capacidad del rotor, y potencia de la excitatriz. Así, se incrementa la longitud de su parte activa.

Las nuevas intensidades y tensiones suponen un incremento de la carga térmica en el caso envolvente del diseño, que ha requerido sustituir bombas y enfriadores, acometiéndose una renovación total del sistema auxiliar de agua de refrigeración de las bobinas (RGE).

Se ha incluido un nuevo sistema de sellos de cierre del alternador para asegurar la estanqueidad del hidrógeno manteniendo un nivel de pureza más alto. Este sistema ha requerido a su vez sustituir el sistema de aceite de sellos.

El nuevo alternador dispone de una instrumentación más amplia para su supervisión en operación:

- FLUX PROBE para vigilancia de cortos entre espiras en el rotor.
- SISTEMA DE DETECCIÓN de (PAT) del rotor, para detectar faltas a tierra en el rotor y con medida de la tensión de campo, sin escobillas.
- SLOT COUPLERS para la vigilancia de descargas parciales en el bobinado.
- Sensores de vibraciones en cabezas de bobinas y nuevo equipo electrónico de procesamiento, que sustituye al existente.
- Medidas de temperatura de agua de bobinas, anillos paralelos y terminales.
- Medidas de temperatura del núcleo, del hidrógeno y del step Iron.

Adecuación de las barras de fase aislada

La sustitución del alternador actual de 1034 MVA de la Unidad 1, por otro nuevo de 1180 MVA, con la que se cambian el rotor, estator y excitatriz de la Unidad 1, tiene como consecuencia que la intensidad que circula por las barras de fase aislada aumenta en torno a un 20%, llegando a los 36 kA.

Lo anterior obliga a adecuar las barras de fase aislada a la nueva intensidad y a cambiar los equipos de ventilación forzada (EVF) de las mismas por unos nuevos que permitan evacuar el incremento de calor generado y por tanto, operar con el nuevo valor de intensidad.

La adecuación de las barras ha consistido en la sustitución de aisladores, shunts y palas así como el montaje de nuevos cajones de acople trafos-BFA en las tres fases.

Los nuevos EVF se han montado en el exterior del edificio de turbinas y se han montado nuevos conductos de conexión con las barras. El EVF está formado por dos módulos, (uno de ellos en reserva), cada uno de ellos consta de compuerta de cierre, serpentines de enfriamiento y ventilador.



Figura 3: Unidad de Ventilación Forzada de las Barras de Fase Aislada



Figura 4: Nueva Turbina de Alta Presión.

En condiciones de diseño, el caudal de aire aportado, por el módulo en funcionamiento, a las barras es de 40.000 CFM (68.012 m³/h) a una temperatura de 45°C, evacuando el calor de las mismas y retornando aproximadamente a 65°C.

Cambio de turbina de alta presión

Como consecuencia del mayor caudal requerido y de la menor presión disponible en los GV, se requiere adaptar la sección de entrada a la turbina manteniendo suficientemente margen en las válvulas de control.

Para esta adaptación se sustituye tanto el rotor como las partes estacionarias de la turbina, modificándose la carcasa exterior a los nuevos componentes.

El nuevo rotor es todo él de reacción, con 15 filas de alabes por cada flujo. Los nuevos alabes móviles son de diseño 3D, de mayor eficiencia, reduciendo las pérdidas secundarias de las primeras etapas.

Las condiciones para la nueva carga térmica (2956,6 MW) serán:

- Presión a la salida de los GV: 956,9 psia.
- Presión de admisión de la turbina de alta presión: 875 psia.
- Posición de válvulas de control: 53% (considerando un margen de flujo del 1,5%)

Bombas de Condensado (CD) y Bombas de Drenaje de Calentadores (HD)

Como consecuencia del mayor caudal de agua de alimentación requerido para la mayor carga térmica a extraer del circuito primario en los GV, se sustituyen las tres Bombas de Condensado (CD) y las dos Bombas de Drenaje de Calentadores (HD).

Estas nuevas bombas se dimensionan para mantener la capacidad actual para hacer frente a transitorios operacionales, manteniéndose la actual velocidad de giro de las turbo-bombas de FW (4.800 rpm) y la posición de las válvulas de control de FW (60%).

Las nuevas bombas de CD, con motores refrigerados por agua tienen una curva Caudal-TDH mayor que las actuales, con las siguientes características:

- Punto de operación: 2000 m³/h y 380 m.c.d.a.

- Punto de diseño: 2600 m³/h y 340 m.c.d.a.
- Potencia del motor: 3250 kW.

Las nuevas bombas de HD, con motores refrigerados por agua tienen una curva Caudal-TDH mayor que las actuales, con las siguientes características:

- Punto de operación: 1094 m³/h y 307 m.c.d.a.
- Punto de diseño: 1250 m³/h y 278 m.c.d.a.
- Potencia del motor: 1200 kW.

Con el fin de monitorizar las vibraciones de las nuevas bombas, las señales de vibración se integran dentro del sistema VM600 existente en planta.

También se modifica el sistema de atemperación a la aspiración de las bombas de HD para asegurar el NPSHd en casos de transitorios de bajada de carga. El nuevo sistema de atemperación, que actualiza el existente, aportará agua del sistema CD mediante un anillo con boquillas difusoras a la aspiración de las bombas de HD.

Cambio de válvulas del HD y mejora del control digital de drenajes de calentadores

Con el aumento de potencia cambian las condiciones de presión y temperatura tanto en las extracciones como en los drenajes de carcasa de los calentadores, por lo que ha sido necesario recalcular los Cv requeridos en las válvulas de control con el fin de garantizar un margen de control suficiente para las nuevas condiciones de caudal. Tras realizar el estudio se han cambiado una serie de válvulas de control del sistema de Drenaje de Calentadores (HD) por otras de mayor Cv.

Con el cambio de los MSR ya fueron sustituidas algunas de las válvulas de control de drenaje de 1ª y 2ª etapas y carcasa.

Se implanta el nuevo control digital en el nivel de los calentadores, que además de permitir la actualización del mismo y su integración en la plataforma Ovation, ofrece una mejor y rápida respuesta del control ante el esperado incremento de caudal de drenaje a extraer de los calentadores de CD y FW en las condiciones de aumento de potencia.

También se han eliminado los actuales árboles de nivel de los calentadores sustituyéndose por otros nuevos, para poder instalar nuevos indicadores de nivel y nuevos transmisores de nivel.

Las señales de los nuevos transmisores de nivel se cablean a las cabinas remotas existentes en el Edificio de Turbina, y de aquí mediante fibra óptica a los controladores de Ovation situados en cabinas de la sala de control, donde se realiza la validación de señales y las operaciones de control.

Finalmente, las salidas de estos controladores se llevan de nuevo a las cabinas de tarjetas remotas del Edificio de Turbina desde donde se conectan a los nuevos posicionadores DCV-2000 de las válvulas de drenaje normal y alternativo de cada calentador.

Como ha ocurrido con otros sistemas integrados en Ovation, se reducen las alarmas en el anunciador de la sala de control, dándose alarmas de tipo general que guíen al operador a consultar las pantallas de Ovation.

Cambios en el sistema de refrigeración del Edificio de Turbinas (TC)

Con el aumento de potencia, es necesario evacuar una mayor carga térmica de los equipos de refrigeración del alternador, excitatriz y BFA.

La mayor carga térmica a evacuar obliga a ampliar el número de torres del sistema TCA (3 nuevas torres adicionales a las 5 existentes por unidad) y a implantar un nuevo sistema TCB (3 torres por unidad).

El consumo de agua de aporte del total de torres (12 nuevas + 10 existentes) será de unos 80 m³/h. Este agua proviene de la planta de pretratamiento. Para hacer frente a posibles fallos en la planta de tratamiento, se instala un tanque de almacenamiento de agua filtrada (TC-0-TK-75) disponiéndose así de un colchón de agua de aporte a las torres.

Todos estos nuevos equipos requieren de alimentación eléctrica. El consumo máximo es de 800 kVA por unidad. Para ello, se instala un contenedor eléctrico (CETC) con los equipos eléctricos necesarios (Transformadores y CCM).

Debido a la nueva configuración y disposición de los sistemas auxiliares del alternador y BFA, ha sido necesario rediseñar el sistema TC para conectionarlo con los nuevos equipos.

A continuación se describe con más detalle el alcance de los cambios del sistema de refrigeración del Edificio de Turbinas (TC) y de los sistemas auxiliares de refrigeración de sistemas/equipos (TCA) y (TCB).

Ampliación de Torres TCA

El sistema TCA se amplía añadiendo tres nuevas torres, quedando un total de ocho torres por unidad. De las ocho torres, una



Figura 5: Nuevas Torres de Refrigeración de Tiro Forzado.

de ellas siempre estará en reserva (ya sea de las torres nuevas o de las torres viejas). El sistema TCA refrigerará únicamente los enfriadores de hidrógeno del alternador. El control de todas las nuevas torres estará centralizado en una sala del contenedor eléctrico CETC. Desde este centro de control se comunican señales a la sala de control para visualizar, vía Ovation, el estado de las torres.

La carga térmica a disipar por el TCA será de unos 9700 kW térmicos con un caudal de agua de unos 1050 m³/h (150 m³/h por cada torre en funcionamiento).

Nuevo sistema TCB

Para la refrigeración de los enfriadores de BFA, de la excitatriz y de agua de bobinas del estator, se instala un nuevo sistema de torres denominado TCB. Este sistema consta de tres torres por unidad. Al igual que las torres del TCA, el control de todas las nuevas torres estará centralizado en una sala del contenedor eléctrico CETC. Desde este centro de control se comunican señales a la sala de control para visualizar, vía Ovation, el estado de las torres.

La carga térmica a disipar por el TCB será de unos 3850 kW térmicos con un caudal de agua de unos 510 m³/h (255 m³/h por cada torre en funcionamiento).

El sistema TCB es completamente nuevo, por lo que también es necesario

instalar el circuito cerrado de tuberías por el que circulará el agua de refrigeración, desde las torres hasta los diferentes enfriadores, impulsada por dos bombas del 100%. La línea de conexión al tanque de compensación del TC permite acomodar las variaciones de volumen de agua del sistema.

Agua de aporte y Sistema de Drenaje de Torres

El total de las nuevas torres instaladas (12 entre las dos unidades) requieren un aporte de agua continuo, así como un sistema de drenaje de agua concentrada. Con el aumento de potencia, el consumo de agua de todas las torres (12 nuevas + 10 existentes) será de unos 80 m³/h. Este agua proviene de la planta de pretratamiento. En caso de un fallo en la planta de tratamiento, las torres podrían quedarse sin aporte, por lo que no podrían realizar su función y la planta tendría que bajar potencia para no sobrecalentar los equipos del alternador y BFA. Para solventar éste inconveniente se instala un tanque de almacenamiento de agua filtrada para que, en caso de fallo de la planta de tratamiento, se disponga de un margen de tiempo suficiente para poder realizar las reparaciones necesarias. De ésta manera las torres pueden seguir funcionando sin necesidad de bajar la potencia.



Figura 6: Nuevo Contenedor Eléctrico del TC (C.E.T.C.)

El tanque de agua filtrada (WT-X-TK-75) tendrá una capacidad de 700m³, lo cual garantiza un margen de tiempo de entre 9 y 10 horas (suponiendo un consumo de agua máximo con las peores condiciones climáticas) para reparar la planta de pretratamiento en caso de avería.

El agua almacenada en el tanque se envía a las torres a través de un nuevo recorrido de tuberías gracias a dos bombas de impulsión (del 100% cada una) si bien la línea de aporte se ha diseñado para permitir un aporte por gravedad sin necesidad de utilizar las mismas.

Las doce nuevas torres requieren un sistema de drenaje que evacúe el agua concentrada en las balsas de las mismas hasta los depósitos situados en el cubeto de químicos del sistema de tratamiento de agua.

Alimentaciones eléctricas

Las nuevas torres de refrigeración están compuestas por bombas y ventiladores, así como válvulas e instrumentación que requieren alimentación eléctrica, al igual que las bombas de aporte de agua. Para proporcionar alimentación a estos nuevos consumidores, se instala un nuevo Contenedor Eléctrico del TC (CETC) que estará situado junto a las torres. El CETC se compone de tres salas diferenciadas.

En caso de indisponibilidad de uno de los dos transformadores, o de la barra que lo alimenta, el interruptor de acoplamiento permite conectar los CCM de ambas unidades (12BJ-1 y 12BK-1) al transformador que esté disponible. Para ello se han dimensionado los transformadores de manera que sean capaces de asumir la carga eléctrica total de ambas unidades (1600 kVA).

Los dos transformadores están conectados a las barras 12A1 (Unidad-1) y 12A2 (Unidad-2) de 6,3 kV del sistema de tratamiento de Condensado.

Nuevas alimentaciones eléctricas en edificio de turbinas

Todos los nuevos equipos instalados dentro del edificio de turbinas (equipos de ventilación de Barras de Fase Aislada, equipos auxiliares del alternador y excitatriz, válvulas de conexión y bombas del sistema TCB) requieren de alimentación eléctrica. Por lo que ha sido necesario implantar nuevos CF y CCM para cubrir la demanda así como para disponer de reservas para futuros usos.

Por ello se instala un nuevo CF (1B6C) que proporciona alimentación a cargas superiores a 75 HP. Este CF es alimentado desde una reserva de la barra T1A3 de Media Tensión. Desde el CF se da alimentación, a su vez, a un nuevo CCM (1B6C-1) desde el que se alimentan cargas inferiores a 75 HP. Todos estos equipos se ubican en la elevación +7300 del Edificio de Turbinas.

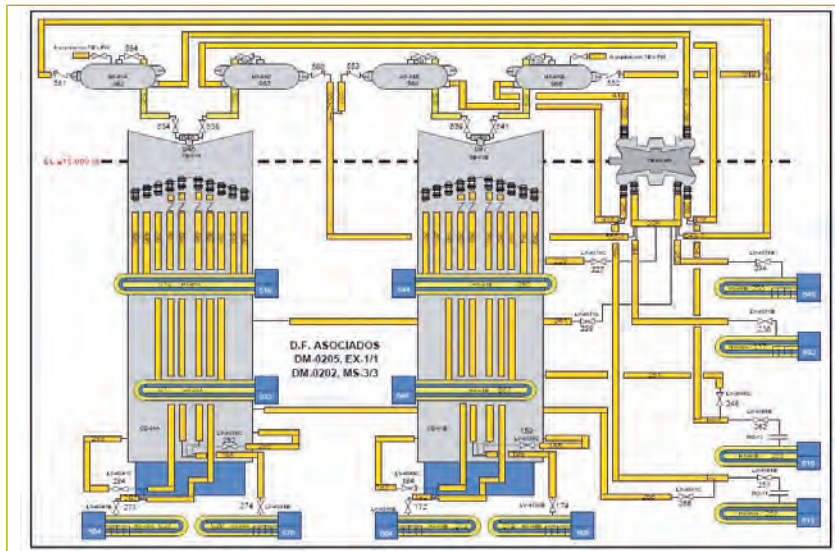


Figura 7: APA - modelización con RELAP (MS/EX).

Cambio de los internos de las válvulas de seguridad del presionador PSV y nueva línea de drenaje

Las válvulas de seguridad del presionador originales disponen de un sello de agua en la entrada de las mismas para garantizar su estanqueidad. Con el fin de mantener para las nuevas condiciones operativas del aumento de potencia margen de seguridad suficiente en determinados transitorios de la planta, se ha considerado necesario eliminar el retraso que el sello actual de agua introduce en los transitorios de alivio presión. Para ello se han adaptado los internos de las válvulas de seguridad actuales para permitir el funcionamiento sin sello de agua, garantizando la estanqueidad al vapor y evitar que se produzcan fugas a través del asiento. Así mismo, se instala una nueva línea de drenaje, que evacue el condensado que se forme en los sifones y lo conduzca de nuevo al presionador.

La modificación de las PSV para su adaptación al vapor consiste en cambiar la tobera y el disco de las mismas por unos de nuevo diseño (denominado Flexi-Disc) que evita que se produzcan fugas por el asiento de las válvulas.

Este nuevo diseño hace que el contacto del disco sobre el asiento se haga en una circunferencia. Para garantizar la estanqueidad se requiere que las cargas en las bridas de las válvulas estén dentro de los valores admisibles.

Adicionalmente, el ritmo de calentamiento y presurización del primario deberá ser tal que permita un calentamiento gradual de las válvulas para evitar dilataciones térmicas no uniformes.

El condensado que se forme en los sifones será evacuado mediante una nueva línea de drenaje, de Clase Nuclear 1, que conecta la parte baja de cada sifón con la parte baja del presionador. La línea de drenaje se conecta al presionador a través de la línea de toma de muestras. Para ello se instala una pieza especial en "T". Esta

pieza tiene dos funciones: por un lado realiza el cambio de clase entre el presionador y la línea de toma de muestras y por otro lado permite que las muestras tomadas de agua sean representativas del interior del presionador.

Las válvulas (PSV) y anillo soporte, de éstas al presionador, estarán recubiertos de aislamiento reflectivo de manera que la pérdida calorífica sea menor a 55 BTU/H*ft². Para la línea de drenaje se instala un aislamiento reflectivo con una pérdida calorífica de 110 BTU/H*ft². El objeto de este aislamiento es minimizar la formación de condensado.

PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA. DESARROLLO Y APLICACIÓN DEL ANALIZADOR DE PLANTA DE ALMARAZ EN EL PROYECTO DE AUMENTO DE POTENCIA DE ALMARAZ (APA)

En la fase de actualización de los análisis de seguridad y realización del diseño de las modificaciones a implantar en Almaraz para acometer el aumento de potencia térmica del 8% con márgenes de seguridad y operativos adecuados, se tomó la decisión de expandir y potenciar una herramienta propia de simulación termo-hidráulica de la central.

Se inició entonces la revisión, actualización y expansión del modelo existente de simulación con RELAP de Almaraz. El objetivo principal era disponer de una herramienta capaz de simular los cambios en las condiciones de operación y la sustitución de equipos previstos en la implantación del aumento de potencia.

En este proceso se ha actualizado, depurado y revisado el modelo del circuito primario, pero sobre todo se ha simulado por completo el circuito secundario, incluyendo turbinas, MSR, condensadores, calentadores (figura 7). De igual forma se ha simulado la parte automática, incluyendo los importantes cambios en

los controles digitales basados en el sistema OVATION.

Del modelo de 2007 se ha pasado a un completo Analizador de Planta de Almaraz (APA) que no representa una configuración estática de Almaraz, sino que reproduce cualquier estado de las dos unidades a partir del cambio de generadores de vapor de 1996. Esta capacidad permite la validación del mismo en las condiciones previas al aumento de potencia y su extrapolación a las condiciones previstas de la operación futura. Para ello se ha incorporado la información más fiable sobre el comportamiento de los nuevos equipos de Almaraz.

Adicionalmente, el desarrollo del analizador incluye una importante faceta de simulación gráfica con opciones de interactividad, un proceso automatizado de documentación mediante la generación de una base de datos del modelo, un proceso riguroso de validación numérica de estacionarios y transitorios, y un procedimiento de gestión de la configuración que permitirá trazar los cambios al mismo.

Estas características, unidas a la experiencia en simulación de Trillo y Almaraz, han permitido aplicar el APA en todo el desarrollo de las MD asociadas al aumento de potencia, en la actualización del simulador de entrenamiento de operadores y en la preparación de las pruebas de puesta en marcha tras la implantación del mismo.

Esta última aplicación supondrá la validación final del Analizador en las condiciones de aumento de potencia y ha permitido a Almaraz acogerse a la opción recogida en el NUREG-800, consistente en justificar la no ejecución de algunas de las pruebas/transitorios aplicables a aumentos de potencia en base al uso de métodos analíticos de simulación suficientemente contrastados.

ESTADO ACTUAL DE IMPLANTACIÓN DEL AUMENTO DE POTENCIA EN C.N. ALMARAZ

Durante la recarga de la Unidad 1 (noviembre-diciembre 09) se han implantado los cambios requeridos, estando actualmente en la fase de arranque y ajuste de la planta.

Para la verificación del comportamiento de la planta y nuevos equipos y sistemas asociados, se ha establecido una secuencia propia de arranque que contempla un total de 178 pasos.

En la fase final de esta secuencia está previsto realizar una serie de transitorios que confirmen y verifiquen la respuesta dinámica de la planta.

Entre estos transitorios se encuentran los siguientes: rechazo de carga del 50%; escalón de un 10% y rampa del 5% por minuto; disparo de una turbobomba; disparo de dos bombas de drenaje de calentadores; transitorios de enfriamiento.

Está previsto la realización de estos transitorios en la segunda quincena de febrero, una vez se hayan finalizado todas las pruebas y ajustes de la planta. ■