

JORGE MARTÍN - JORGE BENAVIDES - DOMINGO ASUERO

PLAN DE GESTIÓN DE VIDA

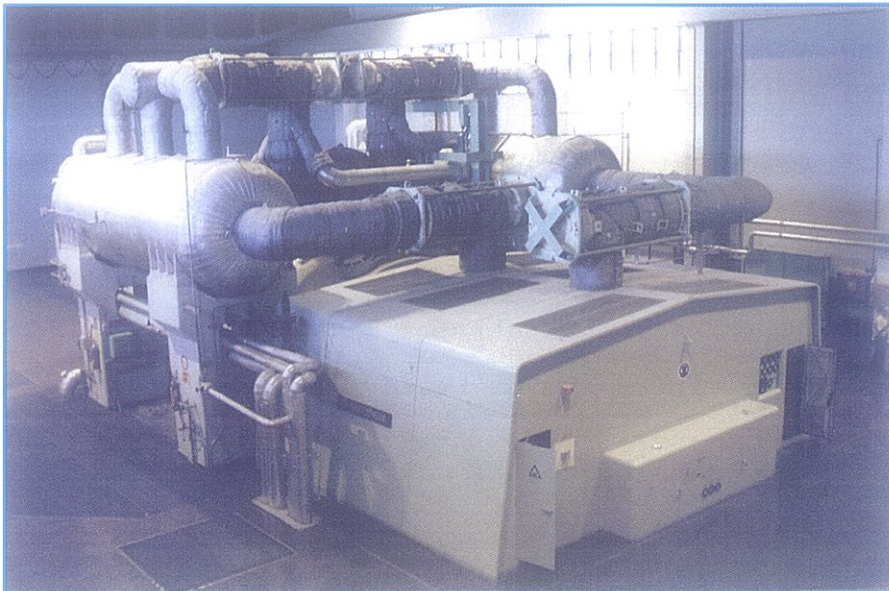
Seguimiento y evaluación de componentes principales

La C.N. José Cabrera ha implantado, desde el inicio de su operación, programas específicos de seguimiento y evaluación de los componentes importantes de la central con objeto de conocer la incidencia de los mecanismos de envejecimiento que les afectan, controlar su evolución y aplicar las correspondientes medidas de reparación o sustitución. Desde entonces, estos programas han venido siendo modificados y ampliados de manera continua de acuerdo con los nuevos requisitos impuestos por la normativa, las lecciones aprendidas de la experiencia operativa tanto propia como externa, u otros motivos.

El presente artículo describe someramente dichos programas, poniendo de manifiesto el gran esfuerzo realizado sobre los componentes y fenómenos de envejecimiento que pueden condicionar la operación eficiente, segura y rentable de la central durante su vida de diseño.

El objetivo principal del Plan de Gestión de la C.N. José Cabrera, actualmente en desarrollo, es identificar e implantar las actuaciones necesarias para alcanzar la vida de diseño de la central (40 años) en las mejores condiciones de disponibilidad, seguridad y eficiencia. Es para ello necesario verificar la capacidad de los actuales programas de evaluación, seguimiento y control del envejecimiento de componentes, lo que constituye la tarea central de dicho Plan.

Entre estos, destacan por su importancia los aplicados sobre los componentes que pueden condicionar la vida de la central, a saber: Vasija del Reactor, Internos del Reactor, Generador de Vapor, Bomba Principal, Turbogruppo, Tuberías y Generador Diesel. Se describen a continuación los programas o acciones aplicados sobre estos componentes con el objeto de evaluar su estado frente a los mecanismos de degradación que les



afectan, así como las medidas de reparación, sustitución o modificaciones adoptadas con el fin de garantizar su vida de diseño.

VASIJAS DEL REACTOR

Inspecciones

La mayoría de las inspecciones que se realizan sobre la vasija, así como sobre los otros com-

ponentes Clase 1 objeto de este artículo (Internos, Generador de Vapor, Bomba Principal y Tuberías de Refrigerante Primario), se encuentran recogidas en el Manual de Inspección en Servicio, que contempla los requisitos de las subsecciones y ediciones del ASME XI aplicables, así como los derivados de otras normativas aplicables.

Hasta el momento, se han finalizado las inspecciones correspondientes al primer

período del tercer intervalo, tras lo cual se puede concluir que el estado de los componentes dentro de su alcance es satisfactorio. Excepción hecha de la problemática conocida de las penetraciones de la tapa de la vasija, recientemente sustituida, no se han detectado hasta el momento defectos de importancia ni de evolución rápida, que puedan impedir la operación segura durante la vida de diseño de la central.

Adicionalmente a las inspecciones requeridas por ASME XI, se destacan las inspecciones de las penetraciones de los tubos guía de la instrumentación intranuclear, realizadas con objeto de verificar que estas penetraciones (I-600) no habían sufrido daños similares a los experimentados en su día en las penetraciones de la tapa de la vasija. Durante la parada de 1994 se inspeccionaron visualmente (VT remota) las soldaduras de estas penetraciones y la zona comprendida entre el fondo de la vasija y las columnas-guía de los thimbles. En 1995 se realizaron también exámenes volumétricos y superficiales de estas penetraciones por el exterior. Adicionalmente, en la parada de recarga de 1997 se inspeccionaron al 100% todas las penetraciones, mediante corrientes inducidas y ultrasonidos. Cabe destacarse que los diferentes ensayos realizados no han detectado indicaciones relevantes de defecto, por lo que el estado de las penetraciones de instrumentación del fondo de la vasija es satisfactorio.

Sustitución de la tapa de la vasija

Como es conocido, en la parada para recarga de 1994 se detectaron daños en las penetraciones de reserva y operativas de la tapa de la vasija. Los factores desencadenantes de esta degradación fueron la sensibilización del Inconel-600 de las penetraciones y la presencia de compuestos de azufre debido a la degradación, por alta temperatura, de las resinas ingresadas accidentalmente en el RCS en los años 1980 y 1981.

Si bien las reparaciones realizadas se consideraron definitivas, la C.N. José Cabrera ha estimado conveniente sustituir la tapa, lo cual fue llevado a cabo en la última parada de recarga (Enero de 1.997). La razón de esta decisión ha sido, fundamentalmente, los requisitos de inspección y pruebas aplicables a la antigua tapa.

Evaluación de la fragilización neutrónica de la vasija

Dentro del programa de vigilancia de la vasija se han ensayado hasta el momento 5 cápsulas (S,P,K,N,M) de las 8 inicialmente instaladas en su interior. Con el análisis de las cápsulas S,P y K se dio por concluido el programa de vigilancia de la vasija, ya que la fluencia recibida por la cápsula K corresponde a la que tendrá la vasija a final de vida. Las cápsulas N y M fueron extraídas posteriormente para confirmar el ritmo de irradiación y calcular los efectos de la irradiación con plazos superiores a los de diseño.

Con los datos disponibles, los valores de R_{TNDT} obtenidos no superan en ningún momento el límite de 200 °F, ni los de USE son inferior-

res a 50 lb/ft, valores impuestos en el apéndice G al 10CFR50. El valor máximo de la temperatura de referencia es de 146 °F a final de vida (32 años de plena potencia efectiva - EFPY). Por lo tanto, la vasija de la C.N. José Cabrera cumple actualmente con todos los requisitos de tenacidad a la fractura establecidos por la normativa vigente, estando asegurada su integridad hasta el final de vida.

No obstante lo anterior, con el objeto de asegurar la disponibilidad de la vasija para una extensión de vida de la planta más allá de la vida de diseño, se ha previsto la realización de las siguientes actividades:

Recálculo de la fluencia neutrónica en el espesor de la pared de la vasija

El propósito de este trabajo, actualmente en curso, es el recálculo de la exposición neutrónica de la pared de la vasija en función del tiempo de operación, de acuerdo con librerías de secciones eficaces y metodologías de cálculo actuales y considerando, asimismo, los cambios habidos en el diseño de combustible y en las estrategias de carga de éste, que desde hace años han ido enfocadas a una reducción de fugas neutrónicas.

Reevaluación del impacto del choque térmico bajo presurización (PTS)

El estudio de PTS fue realizado para el circuito de refrigeración de la C.N. José Cabrera en 1982 utilizando las metodologías de análisis disponibles entonces (en 1-Dimensión). Sin embargo, un fenómeno localizado de esta naturaleza puede ser modelado con mayor precisión y, por ello, de forma menos conservadora, mediante los métodos de análisis de tensiones y termohidráulica en 3-Dimensiones actualmente disponibles en el mercado. Esta metodología permite la determinación de la localización de la pared de la vasija con una combinación de carga térmica, presión y resistencia a la fractura más desfavorable.

Este análisis permitirá eliminar los conservadurismos utilizados en su día y proporcionar una mejor visualización del fenómeno de enfriamiento inducido por la inyección de seguridad en el downcomer de la vasija.

Se pretende en esta reevaluación estudiar los siguientes transitorios con enfriamiento: despresurización del lado secundario, pérdida de refrigerante primario y rotura de tubos del generador de vapor, obteniéndose, para cada uno de ellos, el perfil de temperatura en la pared de la vasija en 3-

D y los coeficientes de transmisión de calor en la pared de la vasija en 3-D.

Junto con la información antes citada y la evolución de la presión en el transitorio se pretende desarrollar un análisis de tensiones y de mecánica de fractura con el objeto de determinar una profundidad de grieta crítica, en la región de la pared de la vasija en torno al núcleo, que debe excederse para que pueda producirse un inicio de fractura.

INTERNOS DEL REACTOR

Inspecciones

Además de las inspecciones visuales de los internos del reactor que requiere la edición aplicable del ASME XI (zonas accesibles una vez por período e internos inferiores una vez por intervalo), se destacan las siguientes inspecciones:

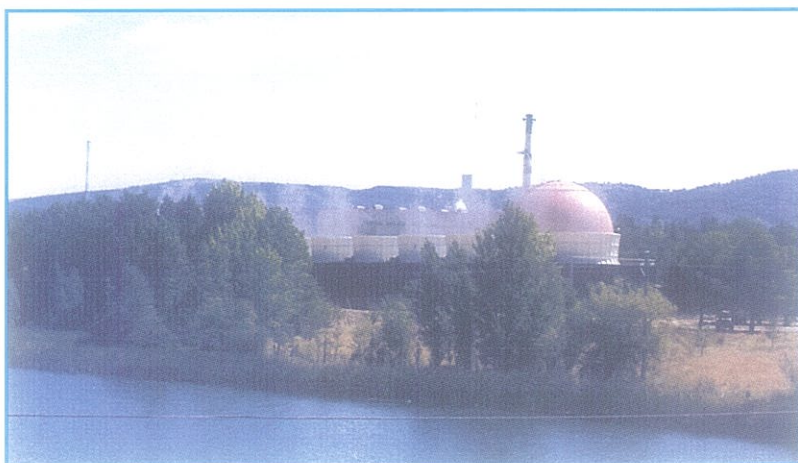
Bulones de sujeción de los tubos guía de las barras de control (split-pins). Debido a la detección de defectos en estos elementos en otras centrales, la C.N. José Cabrera inspeccionó los split pins por ultrasonidos en 1988 y posteriormente en 1994, sin encontrarse evidencias de agrietamientos ni ningún otro tipo de defecto.

Tubos guía de la instrumentación intranuclear. En 1988, debido a la detección en otras centrales del adelgazamiento de estos tubos por vibraciones, la NRC emite el I.E. Bulletin 88-09, incluyendo el requisito de establecer e implantar un programa de inspección de los mismos. De acuerdo con ello, todos los tubos guía de la instrumentación intranuclear (20) han sido inspeccionados con bobina circular en toda su longitud en los años 1988, 1989 y 1994. Los resultados obtenidos hasta el momento no reflejan desgastes limitativos. Existe el compromiso de realizar esta inspección cada cinco recargas.

Pines de alineamiento del combustible. Se han realizado exámenes visuales en 1988, 1990 y 1994, sin registrarse ninguna indicación reportable.

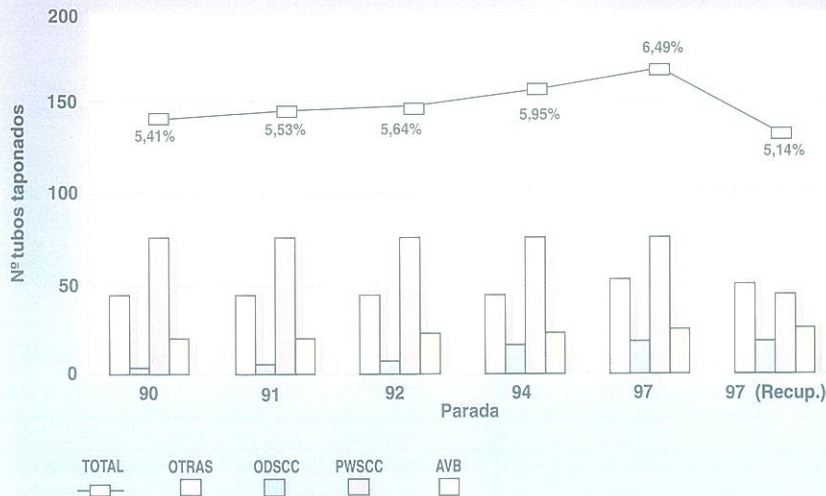
Soportes de la barrera térmica. En 1988 se realizó una inspección visual parcial desde el interior, y en 1990 fue realizada la inspección completa (exterior e interior) y el galgueado, coincidiendo con su extracción para realizar la inspección de la vasija, debido a que en otras plantas se habían detectado fenómenos de envejecimiento en estos elementos. No se observaron evidencias de degradación.

Otras Inspecciones Con motivo de la problemática de la tapa de la vasija, se realizaron exámenes visuales de los trinquetes de accionamiento y sujeción de las barras de control, ejes de accionamiento de las barras de control y estructura soporte del interno superior, verificándose que ninguno de estos elementos había sido afectado por fenómenos similares a los sufridos por las penetraciones de la tapa de la vasija.



FI - Evolución del Taponado en el Generador de Vapor

Parada	AVB	PWSCC	ODSCC	OTRAS	TOTAL	%
90	18	76	3	44	141	5,41%
91	19	76	4	45	144	5,53%
92	21	76	5	45	147	5,64%
94	23	77	12	45	155	5,95%
97	23	77	15	54	169	6,49%
97(Recup.)	23	45	15	51	134	5,14%



Adicionalmente, en el marco del Plan de Gestión de Vida y aprovechando el cambio de la tapa de la vasija, una de las bobinas de accionamiento de las barras de control ha sido reservada para su análisis con el objeto de conocer la incidencia de los fenómenos degradatorios que le afectan. Se ha escogido para ello la sometida a condiciones de operación más desfavorables por su ubicación y condiciones de refrigeración (bobina central). Tras una primera inspección, ésta parece encontrarse en buen estado.

GENERADOR DE VAPOR

Integridad de los tubos

Cada recarga se inspeccionan por bobina circular el 100% de los tubos en servicio del generador de vapor en toda su longitud. Adicionalmente, con objeto de detectar posibles grietas en la zona de transición, desde 1990 se vienen inspeccionando con bobina rotatoria alcances superiores al 3% de los tubos. A efectos del criterio de taponado se consideran 3 zonas de inspección: zona de expansionado, zona de transición y zona libre.

Inspección "Base de Referencia"

Además de las inspecciones referidas anteriormente, en la última parada para recarga (Enero de 1997) se ha realizado una inspección con bobina rotatoria al 100% de los tubos en servicio en la zona comprendida entre el borde inferior de la

placa tubular de la rama caliente y 6" por encima de ésta. Esta inspección se considera "base de referencia" para futuras inspecciones, ya que ha sido la primera vez que se ha realizado una inspección con esta técnica al 100% de los tubos en servicio.

Retaponado de tubos

Debido al fenómeno de agrietamiento de tapones de I-600 por PWSCC, Westinghouse recomendó la sustitución de los tapones mecánicos de este material susceptibles a este fenómeno por otros de I-690. En la última recarga la C.N. José Cabrera retiró 183 tapones mecánicos además de 22 PIP sobre tapones mecánicos y 20 tapones soldados, todos de I-600. Tras la recuperación de tubos que se detalla en el siguiente punto, se han reinstalado un total de 135 tapones mecánicos de I-690 y 20 soldados, también de I-690.

Recuperación de tubos taponados

Con base en el conocimiento, técnicas de inspección y criterios de taponado actuales, se consideró que algunos de los tubos cuyos tapones iban a ser retirados podían ser recuperados. Con este objetivo, coincidiendo con la campaña de sustitución de tapones, se inspeccionaron con bobina circular en toda su longitud y con bobina rotatoria (de 3 bobinados) en las zonas de interés, 57 tubos que habían sido taponados en diferentes inspecciones precedentes. De los 57 tubos, 35 que-

daron en servicio y el resto fueron retaponados, bien preventivamente o por presentar indicaciones que superaban el criterio de rechazo.

Estado actual de taponado. Incidencia de fenómenos degradatorios

En resumen, tras las actividades de inspección convencional y base de referencia, se han taponado 14 tubos, que sumados a los ya existentes, y una vez descontados los tubos recuperados, hacen un total de 134 tubos taponados. Esto representa el 5,14 % de los 2604 tubos de que consta el generador de vapor.

En la Figura 1 se muestra la evolución del taponado desglosado por causas en los últimos años. Como queda de manifiesto en dicha figura, la evolución de los diferentes tipos de defectos es moderada y permitirá alcanzar la vida de diseño de la central con un número de tubos taponados inferior al 10%, valor contemplado en las hipótesis de análisis de accidentes.

Otras inspecciones

Además de las inspecciones de los tubos del generador de vapor explicadas arriba, para vigilar la condición de otros elementos del generador de vapor se realizan las inspecciones habituales requeridas por ASME XI: ultrasonidos en las soldaduras de la carcasa, pernos, tuercas, toberas, etc. Por otro lado, debido al problema de la intrusión de resinas en el RCS ya citado, y con objeto de comprobar la posible incidencia en los componentes del generador de vapor fabricados con I-600, durante la última parada para recarga se ha inspeccionado visualmente la placa tubular por el lado primario en ambas ramas y las dos caras de la placa separadora de las cajas de agua, así como las soldaduras de las dos placas mencionadas entre sí y con el casquete inferior. No se encontraron indicaciones de defectos reportables.

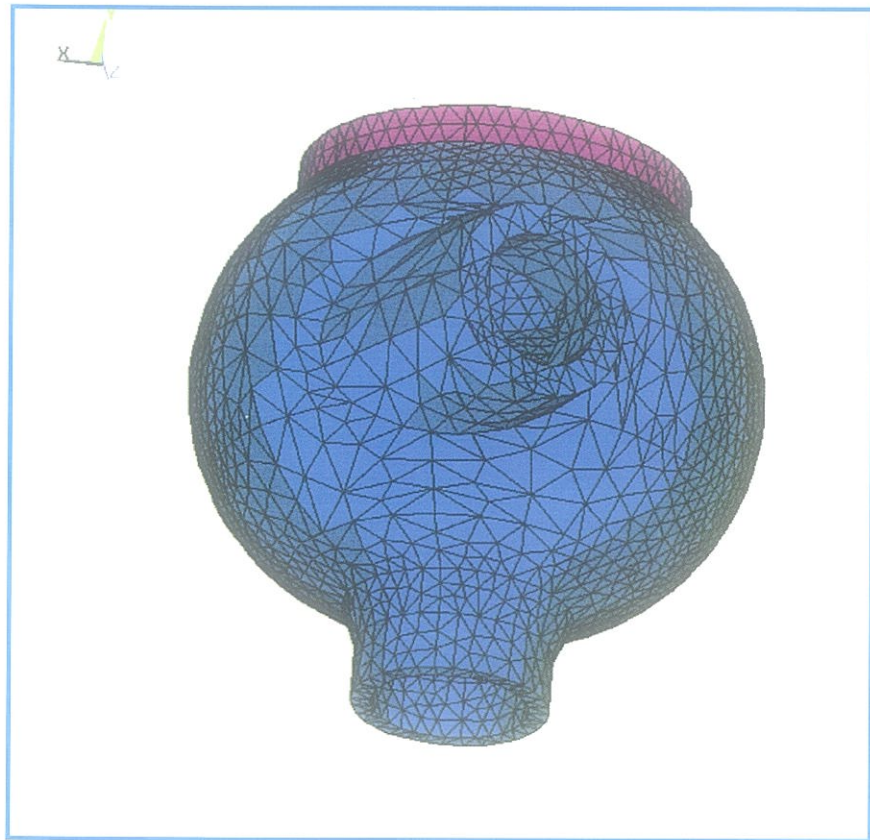
BOMBA PRINCIPAL

Evaluación de integridad de la carcasa

El Código ASME XI requiere la inspección de la superficie interior de la bomba y un examen volumétrico del 100% de las soldaduras de la carcasa de la bomba de refrigeración del reactor una vez en cada intervalo de inspección en servicio. La realización de estos exámenes conlleva altos niveles de exposición a la radiación, además del riesgo de daño a componentes de la bomba durante el montaje y desmontaje, por lo que la C.N. José Cabrera se acogió al Code-Case N-481, aprobado por la NRC en 1990, el cual ofrece una alternativa a esta inspección volumétrica, sustituyéndola por un examen visual del exterior durante prueba hidrostática (realizado en 1990), examen visual del exterior de las soldaduras de la carcasa (realizado en 1990) y una evaluación que garantice la seguridad de la carcasa (estudio de mecánica de la fractura, también desarrollado en 1990).

A pesar de lo anterior, en enero de 1994 se realizó el examen radiográfico de las soldaduras de

F II - Malla de Elementos Finitos de la Bomba Principal (ANSYS 5.2)



la carcasa y el examen visual de la superficie interna. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios, aunque a requerimiento del CSN se desarrolló en 1996 un nuevo análisis por Mecánica de Fractura de una de las soldaduras, postulándose en la misma, de manera conservadora, una grieta hipotética circunferencial de profundidad 1/4 del espesor con la distribución de tensiones residuales más desfavorable. Se realizaron análisis tridimensionales por elementos finitos de la carcasa completa (Fig. II) para las condiciones más severas de operación normal, prueba y accidente, demostrándose en estas condiciones la estabilidad de la grieta postulada, y un crecimiento por fatiga no significativo en 20 años de operación.

Otras Inspecciones

Adicionalmente al resto de inspecciones requeridas por ASME XI (pernos, soportes y bridas), la C.N. José Cabrera inspecciona el volante de inercia de acuerdo con la Exigencia de Vigilancia 4.4.9.2, con el siguiente alcance:

- Examen volumétrico (ultrasonidos) de las áreas de mayor nivel tensional (chavetero y alojamiento del eje) una vez cada tres recargas.
- Examen superficial de todas las superficies accesibles e inspección volumétrica una vez en el intervalo.

En las inspecciones realizadas hasta el momento, no se han detectado indicaciones reportables.

Programa de sustitución de elementos de la bomba

En enero de 1994 se aprovechó la inspección de las soldaduras de la carcasa para sustituir los principales elementos de la bomba, parte hidráulica y barrera térmica con el fin de mantenerla en las mejores condiciones operativas y de seguridad. Dentro de este programa, se sustituyó el eje (incluido manguito de acoplamiento), impulsor (incluida tuerca de fijación al eje), barrera térmica, cojinete (incluido soporte y bulones), anillos flotantes, cierres (anillos flotantes y móviles) y los tornillos de la guía de flujo.

Sistema de supervisión de vibraciones.

Con objeto de disponer de una herramienta de vigilancia predictiva de las condiciones de funcionamiento de la bomba, en 1991 se implantó un sistema de supervisión de vibraciones de la bomba con indicación continua en sala de control.

TURBOGRUPO

Revisión general

Además de las actividades de mantenimiento preventivo habituales, una vez cada tres recargas se realiza una revisión general de cada elemento del turbogrupo (turbina de alta, turbina de baja y alternador/excitatriz).

Reparaciones y sustituciones de elementos de turbina

Durante 1990 se repararon las erosiones encon-

tradas en las coronas portapaletas y los sectores de toberas en la turbina de alta, tomándose la decisión de sustituir estas piezas en la parada de 1994 con objeto de minimizar las intervenciones de mantenimiento y, fundamentalmente, para mantener el grupo en condiciones óptimas de funcionamiento.

Adicionalmente, debido a la detección en otras centrales de grietas que se generan y crecen desde la pared del taladro central del eje y progresan hacia el exterior, con el consiguiente riesgo de rotura catastrófica, este taladro ha sido inspeccionado en 1994 y 1997 mediante corrientes inducidas, sin detectarse indicaciones de ningún tipo.

Destacar también que los exámenes realizados en la turbina de baja han aconsejado la sustitución de cuatro sectores de cuatro álabes en la última parada para recarga.

Por último, entre las actuaciones previstas para la siguiente parada (1998), se encuentra la sustitución de las pletinas de los cierres de la turbina de alta presión, con el objeto de mejorar el rendimiento de la misma, al reducir el caudal de fuga en dichos cierres.

Inspecciones y sustituciones de elementos del alternador/excitatriz

Además de las actividades de mantenimiento preventivo habituales, se destaca la sustitución en 1994 de los anillos de retención de las cabezas de las bobinas del alternador, originalmente fabricados en acero de aleación 18/5, por otros de aleación 18/18, evitándose así posibles problemas debido a corrosión bajo tensión de estos elementos.

Sistema de supervisión de vibraciones

En la recarga de 1990, se sustituyó el antiguo sistema de detección de vibraciones por un nuevo sistema de monitorización del comportamiento de la turbina, que incluye la vigilancia de vibraciones mediante sensores de proximidad, velocidad de rotor, excentricidad, posición axial del rotor, expansión diferencial rotor-carcasa y dilatación de la carcasa.

TUBERÍAS

Las tuberías del circuito primario Clase 1 y sistemas auxiliares Clase 2 y 3 de la C.N. José Cabrera están sujetas a las inspecciones requeridas por ASME XI y otra normativa, descritas en el Manual de Inspección en Servicio del intervalo vigente. Hasta el momento presente, las inspecciones realizadas han arrojado resultados positivos en todos los casos.

Fatiga en tuberías circuito primario

Análisis estructural del lazo de refrigeración (RCL)

El análisis estructural del RCL fue realizado de acuerdo con los criterios de la normativa de diseño original de la planta (ANSI B31.1-1955), que no requería un análisis explícito a fatiga. Aunque, de acuerdo con el planteamiento

expuesto en los GSI's 166 y 78 de la NRC y posterior desarrollo del NUREG/CR-6260, no era estrictamente necesario, se ha realizado un análisis completo de fatiga del RCL, de acuerdo con los requerimientos del ASME III Subsección NB, para tubería Clase de Seguridad 1. Así, se han evaluado la integridad estructural y fatiga de las siguientes conexiones/toberas del RCL:

- Vasija del reactor: Soldadura de la tobera de rama caliente, soldadura de la tobera de rama fría.
- Generador de vapor: Soldadura de la tobera de rama intermedia.
- Toberas de la Bomba Principal.
- Conexiones auxiliares al RCL: RHR ramas caliente y fría, descarga CVCS, línea compensación presionador, líneas instrumentación presionador, toma muestras rama caliente e instrumentación flujo RCL.

Los resultados obtenidos reflejan un margen de fatiga amplio para los componentes analizados, lo que permite soportar la potencial extensión de vida de operación de la planta.

Recopilación y conteo de transitorios

Dentro de las actividades desarrolladas en el marco de Plan de Gestión de Vida se ha realizado una recopilación y clasificación de los transitorios experimentados por la planta desde su arranque hasta la actualidad, y su contraste con los ciclos permitidos de cada tipo de transitorio según el diseño de la central (transitorios de diseño).

Tras los años de operación transcurridos, se han obtenido valores de "consumo de vida" en el entorno del 50% para todas las clases de transitorios, lo que permitiría, desde este punto de vista, alcanzar holgadamente los 40 años de operación (32 EFPY) e incluso acometer la extensión de vida.

Estratificación térmica en la línea de compensación del presionador

Este fenómeno tiene lugar debido a la diferencia de temperatura entre el presionador y la rama caliente, provocando esfuerzos adicionales en la línea de compensación. Este tema ha sido tratado en la C.N. José Cabrera de la forma que a continuación se detalla.

En 1991 C.N. José Cabrera inició un programa de actuaciones para garantizar la integridad de esta línea, consistente en identificar cual era el grado de estratificación mediante monitorización de temperaturas durante un ciclo de operación de los calentamientos y enfriamientos

de arranque/parada y bajada de carga, así como de transitorios de operación. Tras esta fase de monitorización se llegó a la conclusión de que el fenómeno de estratificación es significativo, aunque el nivel de tensiones en la línea queda dentro de los permitidos por el código ASME.

Por otro lado, y de acuerdo con los requerimientos de la NRC, se realizan cada tres recargas exámenes visuales de la tubería de compensación del presionador y de sus soportes, comprobando los juegos de los restraints y soportes activos con objeto de detectar posibles desplazamientos o deformaciones. En las inspecciones realizadas hasta el momento (1991 y 1997) no se han detectado daños apreciables ni en la tubería ni en los soportes.

Inspecciones adicionales por fatiga térmica

Durante la parada de 1997 se han realizado exámenes superficiales o volumétricos adicionales en áreas de líneas susceptibles a fatiga térmica: tuberías de aspersión auxiliar del presionador, tuberías de carga del CVCS, tuberías de descarga de los cambiadores de calor del RHR y tuberías de Inyección de Seguridad. Todas las inspecciones han arrojado resultados satisfactorios.

Programa de vigilancia de erosión/corrosión

La C.N. José Cabrera lleva a cabo desde 1981 un programa de vigilancia de los espesores de tuberías susceptibles de desgaste por erosión/corrosión (E/C) que abarca un total de 708 áreas repartidas entre los sistemas de vapor húmedo (flujo bifásico) y los sistemas de agua.

Los criterios de aceptación se establecen en función del espesor mínimo de diseño (según ANSI B31.1), de forma que se establecen tres niveles de alerta en función de la velocidad de E/C calculada.

En cada parada de recarga se mide por ultra-

sonidos el espesor remanente en aproximadamente 140 áreas, utilizándose para las áreas no aceptables los siguientes materiales de sustitución por orden de preferencia: acero al Cr-Mo A-335 GRADO P-22, acero al Cr-Mo A-335 GRADO P-11, acero al carbono ASTM-A-106 GRADO B, acero de la misma especificación que el sustituido y acero inoxidable Tp-304 ó Tp-316. Desde el inicio de la aplicación de este programa, y hasta la parada de Febrero de 1997 incluida, se han evaluado aproximadamente 1.129 áreas, de las cuales se han sustituido 70 (el 6.2%).

GENERADOR DIESEL

Pruebas de vigilancia. Programa de fiabilidad

La C.N. José Cabrera viene comprobando la operabilidad del Generador Diesel mediante las pruebas de funcionamiento recogidas en las ETF's, que consisten en arranques rápidos en frío con frecuencias dependientes del número de fallos experimentados y suponen someter al Generador Diesel a unas condiciones de funcionamiento muy severas que aceleran significativamente su degradación.

Al respecto, la normativa actual requiere integrar los programas de fiabilidad de los Generadores Diesel en el alcance de la Regla de Mantenimiento y permite retirar de las ETF's las pruebas escalonadas y relocalizarlas en este programa de mantenimiento.

En consecuencia, la C.N. José Cabrera ha presentado la correspondiente propuesta de cambio de ETF's en Junio de 1996, y ha elaborado el "Programa de Fiabilidad del Diesel", habiendo entrado en funcionamiento bajo los requisitos de la Regla de Mantenimiento.

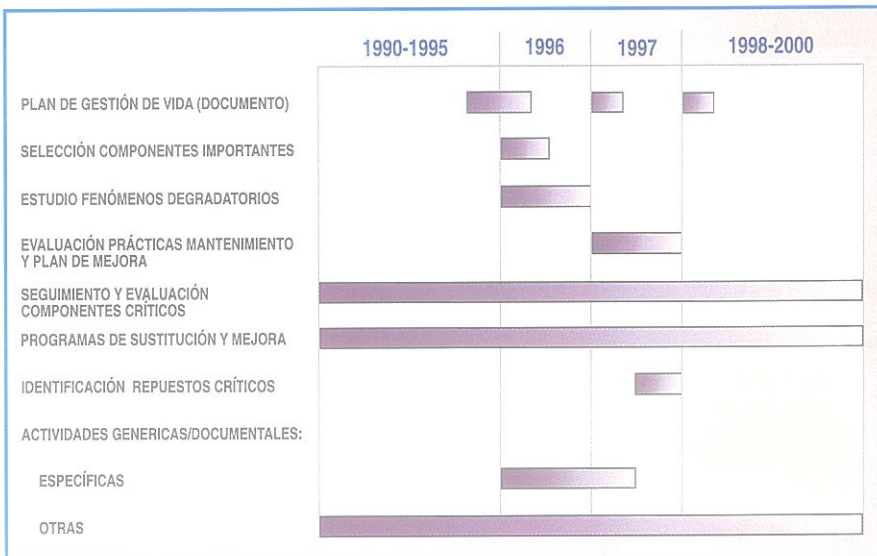
Para el Generador Diesel se han establecido los siguientes criterios de prestaciones:

- Criterios de Fiabilidad: 5 fallos funcionales en 100 demandas, 5 fallos funcionales en 1000 h de funcionamiento y 0 Fallos Funcionales Evitables por Mantenimiento Repetitivos (FFEMR).

- Criterios de Disponibilidad: 2% en 24 meses.

Criterios que, hasta la fecha actual, en función de los datos históricos de funcionamiento del Generador Diesel analizados, se han mostrado adecuados al no alcanzarse el límite establecido. Se concluye por tanto, que el programa de mantenimiento del Generador Diesel es adecuado desde el punto de vista de sus prestaciones.

F III - Línea de Actuación. Actuaciones futuras





Jorge MARTÍN ÁLVAREZ es Ingeniero de Minas por la ETSIM de Madrid (1978), realizando estudios de posgrado en Tecnología Nuclear en el ICAI (1980-1981). Entre 1979 y 1981 desarrolla su trabajo en el Departamento de Mecánica Aplicada de Empresarios Agrupados. En 1981 se incorpora a Unión Eléctrica Fenosa, S.A., siendo responsable del área de Ingeniería Eléctrica y de Instrumentación y Control de Producción Nuclear, cargo que desempeña hasta 1989. Desde 1989 hasta 1993 ocupa el puesto de Jefe de Licenciamiento, y desde 1993 hasta la fecha es responsable de Seguridad y Licencia de Producción Nuclear de Unión Fenosa. Desde 1988 ha participado ampliamente en actividades de Gestión de Vida, siendo responsable del Plan de Gestión de Vida de la C.N. José Cabrera.



Jorge BENAVIDES PEÑA es Ingeniero Industrial, especialidad Técnicas Energéticas, por la ETSII de Madrid (1985). En 1985 realiza la formación de Instructor en reactores tipo PWR en TECNATOM. Entre 1986 y 1988 trabaja en esta misma empresa en el área de Apoyo a la Operación dentro del proyecto S.A.M.O. En 1989 se incorpora a Unión Eléctrica Fenosa, S.A., ocupando desde 1991 hasta la fecha el puesto de Jefe de Ingeniería de Producción de la C.N. José Cabrera. Ha participado activamente en las inspecciones en servicio relacionadas con el Plan de Gestión de Vida de la C.N. José Cabrera.



Domingo ASUERO es Ingeniero de Minas, especialidad Energía y Combustibles, por la ETSIM de Madrid (1990) y Master en Materiales Estructurales Avanzados por la Universidad Politécnica de Madrid (1991-1992). Entre 1990 y 1992, desarrolla su trabajo en el Departamento de Materiales de TGI, S.A. como responsable de Proyectos de I+D en el área de Nuevos Materiales dentro del programa BRITE-EURAM II. En 1992 se incorpora a Unión Eléctrica Fenosa, S.A. dentro del Grupo de Mantenimiento de C.N. José Cabrera, siendo actualmente Adjunto al Jefe de Mantenimiento. Desde 1996 ha participado activamente en actividades de Gestión de Vida como miembro del Comité de Gestión de Vida de C.N. José Cabrera.

Viene de la página 29

todos aquellos componentes asociados a lazos de control del RCS

El alcance del cambio se ha extendido a los siguientes niveles:

- Instrumentación de campo (transmisores, posicionadores).
- Cableado entre campo y Sala de Control.
- Mejora de las penetraciones eléctricas del recinto asociadas.
- Nuevos relés (sustitución antiguos componentes por nuevos de tamaño más reducido y tipo enchufable).
- Nuevos indicadores/registradores/biestables/controladores en paneles de Sala de Control, de tecnología "digital".

Este cambio se ha basado en tres criterios

- Mantener la interfase con el operador tan próxima como fuese posible a la existente
- Obtener la mayor disponibilidad del control ante un fallo único.
- Obtener la mayor flexibilidad en pruebas de calibración periódicas y de cara al mantenimiento.

De acuerdo con ello se optó por una solución con las siguientes características:

- Lazos basados en componentes discretos (separación biestables/controlador)
- Controladores principales (presión, nivel PRZ, etc...) individuales y cada uno de ellos con un controlador de respaldo.
- Realizar el trabajo en dos fases para amortiguar el impacto que el cambio pudiera dar sobre el operador. Incluyendo como fase I aque-

llos lazos menos importantes para la explotación de la planta y permitir, con ello, a los operadores la familiarización con el nuevo equipo, y ven-

cer la resistencia natural que la introducción de nuevas tecnologías produce a éstos. El coste de este proyecto ha ascendido a 150 MM ptas.



Emilio RODRÍGUEZ SANTAMARÍA es Jefe de Instrumentación y Control de la C.N. José Cabrera. Es Ingeniero Industrial (1986) en Técnicas Energéticas (ETSII - Madrid). Desde 1986 trabajó en el Dpto. Mecánico de Empresarios Agrupados para el Proyecto de la C.N. Almaraz. A partir de Agosto-89 en Unión Fenosa (C.N.J.C.) como responsable del área de I & C en dicha central.



Ricardo VILLANUEVA IZA es Jefe de Ingeniería y Apoyo a Explotación de la Organización Soporte - CNJC. Es Ingeniero Superior Industrial (1978) en Técnicas Energéticas (ETSII - Madrid) y Master en Informática (1989) (U.P. Salamanca). Hasta 1981 trabajó en el Dept. Ingeniería Básica-SENER y desde 1981-Sept. en UF (CNJC). Ha actuado como ingeniero de proyecto en área mecánica y civil en el proyecto SEP de modernización de la planta (1982-87) y desde 1989 como responsable de la ingeniería de apoyo a CNJC, así como de la adquisición de los equipos necesarios para las modificaciones de la planta.